



Perchè i pompaggi acqua e mare sono vitali in Italia. Cos'è l'Accumulo idroelettrico con pompaggio (PHS) o l'energia idroelettrica con pompaggio (PSH). Come si produce gas verde o metano rinnovabile dai TWh pompaggi in Italia.

di PIER LUIGI CAFFESE pcaffese@gmail.com nov-dec 2021.

Perchè i pompaggi, oltre a produrre ogni giorno TWh elettrici, levano le alluvioni ma bisogna organizzare i sensori di livello. E come?

Misura di livello radar nella gestione dell'acqua.

Sensori di livello radar IoT intelligenti per la misurazione continua del livello. Estati secche, piogge improvvise o violenti temporali: il nostro clima temperato in Europa non si è sempre mostrato al meglio negli ultimi anni. Ciò non ha solo un impatto sulla natura, ma richiede anche un'azione coraggiosa da parte delle comunità responsabili. Leggi come i misuratori di livello

radar compatti contribuiscono alla gestione ecologica dell'acqua.



Punti di misurazione interessanti sono ad es. B. corsi d'acqua non navigabili. Quando i fiumi straripano improvvisamente, l'acqua potabile diventa scarsa o una riserva naturale lotta con la scarsità d'acqua, la distribuzione dell'acqua deve essere ripensata. In Belgio, questo compito è svolto dalla Società Fiamminga per l'Ambiente VMM (Vlaamse Milieumaatschappij). Sebbene l'autorità possa fare poco per cambiare il clima capriccioso, svolge ancora un ruolo decisivo in una politica olistica dell'acqua. La società ambientale misura e controlla la quantità e la qualità dell'acqua, gestisce i sistemi idrici e impone tasse sull'inquinamento idrico e

sull'estrazione delle acque sotterranee. Inoltre, fornisce consulenza sui permessi ambientali e si occupa della pianificazione delle infrastrutture, nonché del monitoraggio e della fornitura di acqua potabile. Quando si tratta di fiumi, VMM si affida a soluzioni IoT e adotta un approccio integrato che si concentra sulla limitazione del rischio di danni da inondazione e sul raggiungimento di un buono stato ecologico. In altre parole: VMM fa in modo che nessun utente o consumatore venga trascurato nel complesso sistema di distribuzione dell'acqua. Tuttavia, puoi monitorare solo qualcosa che è stato misurato con precisione in anticipo.

GALLERIA DI FOTO





Galleria di immagini con 6 immagini

Gli ultrasuoni sono soggetti a suscettibilità

All'inizio, le misurazioni del livello a ultrasuoni sono state utilizzate per misurare il livello dell'acqua in torrenti, canali e fiumi non navigabili. Tuttavia, questo metodo di misurazione presenta un grave inconveniente, soprattutto in natura: il tempo di propagazione del suono dipende dalla temperatura, il che significa che si verificano errori di misurazione significativi a causa di variazioni di temperatura o radiazione solare. Nebbia pesante, vento o pioggia influenzano la misurazione a ultrasuoni, così come l'accumulo o lo sporco. Anche le ragnatele possono causare letture imprecise, poiché queste interferiscono con l'affidabilità del segnale di misurazione e aumentano la distanza di blocco tipica dei sensori a ultrasuoni.

C'erano anche problemi di manutenzione. [I sensori radar non vengono colpiti da sporco, radiazioni solari, nebbia, vento o pioggia.](#)

Inoltre, non è necessaria alcuna protezione meccanica contro le inondazioni. Pertanto, è stata presa la decisione di cambiare il tipo di sensore e ci siamo affidati alla tecnologia radar Vega per oltre 15 anni. Per molti anni hanno lavorato con il sensore di livello radar Vegapuls 61 con antenna PVDF, e successivamente con il Vegapuls WL 61. Nel corso della collaborazione, l'approccio orientato alla soluzione dell'azienda Schiltach è stato particolarmente apprezzato, come Johan Eylenbosch, idrografo elettromeccanico tecnico di VMM, conferma: " Ogni volta che si è verificato un problema, il servizio e le informazioni aggiuntive di Vega sono state molto buone e utili.

"Questo dovrebbe essere confermato con l'attività successiva. Le misurazioni di livello in tempo reale garantiscono la sicurezza. In considerazione dei cambiamenti climatici, si doveva ora affrontare una nuova sfida: VMM voleva creare una rete più fitta di misure di livello in tempo reale per avere una migliore panoramica del livello dell'acqua in diversi luoghi in qualsiasi momento del giorno. Punti di misura interessanti sono, ad esempio, i corsi d'acqua non navigabili per raccogliere informazioni in caso di mancanza d'acqua o per prevedere le inondazioni. Tali valori misurati costituiscono la base per prendere ulteriori decisioni, ad esempio per introdurre divieti locali o regionali di estrazione dell'acqua. In tal modo, l'autorità aveva in vista in particolare periodi di siccità prolungata, come era stato all'ordine del giorno negli ultimi anni. Per la gestione dell'acqua, VMM voleva sensori di livello IoT intelligenti per la misurazione continua del livello nei fiumi. Finora, la creazione di un tale punto di misura è stata possibile solo con un notevole sforzo.

“Per la costruzione di un punto di misura del livello, a volte il sensore e il suo alloggiamento dovevano essere installati in mezzo al nulla e i cavi necessari dovevano essere posati sottoterra. Avevamo anche bisogno di un software speciale per configurare il sistema. E dovevamo anche raccogliere, unire ed elaborare i valori misurati”, afferma Eylenbosch, citando solo alcune delle preoccupazioni all'epoca. Con lo sviluppo del [nuovo misuratore di livello radar compatto Vegapuls C 11](#), molti di questi problemi sono [scomparsi](#) in un colpo solo. Questo contiene un microchip radar appositamente

sviluppato di recente, che è stato appositamente ottimizzato per i requisiti nella misurazione del livello e, grazie al suo alto livello di integrazione, consente sensori molto compatti. Il Vegapuls C 11 misura a 80 GHz e quindi ha un'ottima focalizzazione del segnale. Ciò semplifica la separazione dei segnali di misurazione e di interferenza: la misurazione è molte volte più semplice e accurata rispetto ad altri metodi di misurazione, come gli ultrasuoni.

Notizie SUPPLEMENTARI SULL'ARGOMENTO. Nel caso in cui si parli di Ex-sicurezza per le acque reflue. In Germania, Austria e Svizzera, i requisiti per le apparecchiature elettriche sono elevati anche nel settore delle acque reflue. Perché anche qui c'è la probabilità che liquidi infiammabili finiscano nelle acque reflue. Di conseguenza, fognature e sistemi di trattamento sono spesso definiti come aree di protezione contro le esplosioni di Zona 1. Le specifiche corrispondenti si applicano ai sensori utilizzati. I sensori radar della serie Vegapuls C sono dotati di un collegamento a cavo fisso "di default" al fine di ottenere un elevato grado di protezione nonché una tenuta ottimale e permanente. Sono incorporati in un alloggiamento in PVDF saldato e incapsulato. Con la giusta scelta del materiale di riempimento e lo speciale nuovo tipo di elettronica che soddisfa i requisiti della Zona 1, è possibile per la prima volta utilizzare il tipo di protezione "Potting", che consente un facile utilizzo nelle Zone Alluvionabili. Anche l'angolo del fascio molto piccolo di soli 3° si adatta all'applicazione, come osserva Eylenbosch: "Alcuni canali sono molto piccoli. Grazie al raggio di misurazione stretto, ci sono opzioni di installazione più facili nei pozzi stretti. Ciò significa che possiamo montare il dispositivo vicino alla parete. "Grazie alla classe di protezione IP66 / 68 e al cavo incapsulato, il nuovo sensore radar può

essere allagato Valori misurati attuali 24 ore su 24. La misura radar viene attivata ogni 15 minuti e il valore viene inviato al database VMM tramite un data logger. "Ciò consente di ottenere una visione migliore della gestione dell'acqua e di calibrare i nostri modelli idrologici", spiega Eylenbosch. Per inciso, ogni cittadino può farlo: i valori misurati attuali possono essere visualizzati da tutti tramite il servizio web waterinfo.be. VMM ha quindi dotato numerose sedi in cinque province di 50 moduli di misura di livello compatti del tipo Vegapuls C 11. La posizione può essere determinata tramite un modulo GPS integrato nel data logger. "Le misurazioni avvengono normalmente in corsi d'acqua aperti e in realtà non sono complicate. Quindi avresti potuto usare anche sensori a ultrasuoni o di pressione", spiega Eylenbosch. "Ma la semplice installazione dei sensori radar [tramite Bluetooth](#), l'elevata precisione di misurazione di ± 5 mm e, non da ultimo, il prezzo ora molto conveniente sono stati i fattori decisivi a favore della tecnologia di misurazione radar", afferma Eylenbosch. "I dispositivi sono anche completamente alimentati a energia solare, quindi non sono necessarie ulteriori manutenzioni. Il consumo energetico significativamente inferiore dei nuovi sensori radar è stato molto utile in questo caso." Inoltre, il Vegapuls C 11 si inserisce in una piccola cassa in acciaio inossidabile. "Ciò significa che l'intera configurazione di misurazione è così poco appariscente da essere anche protetta da atti di vandalismo o furto", afferma Eylenbosch, nominando un altro aspetto. *Abbiamo misurazioni affidabili 24 ore al giorno, che è anche molto efficiente dal punto di vista energetico.* Johan

Eylenbosch, Vlaamse Milieumaatschappij. Conclusione e prospettive "Abbiamo misurazioni affidabili 24 ore al giorno, che sono anche molto efficienti dal punto di vista energetico", afferma entusiasta Eylenbosch ed è convinto che la necessità di ulteriori punti di misurazione aumenterà in futuro. Un ampliamento della rete non è un problema: un nuovo punto di misura di livello può essere messo in funzione in modo rapido e semplice in qualsiasi momento e altrettanto facilmente integrato nella rete esistente. Non appena il modulo di misura del livello è installato, le misure vanno in linea automaticamente. Solo pochi campi devono essere compilati su un modulo di attivazione digitale e tutti i dati di misurazione vengono trasferiti continuamente e automaticamente al database. In questo modo, i dati del livello di riempimento sono rapidamente disponibili sulla piattaforma dati.

Il parlamento europeo ha approvato le regole per il finanziamento degli agricoltori europei, ma le ONG tedesche e le associazioni di agricoltori insistono sul fatto che il nuovo governo tedesco deve apportare modifiche alla sua attuazione in modo da poter ottenere una maggiore azione per il clima. La politica agricola comune (PAC) dell'UE regola il pagamento di quasi 400 miliardi di euro di sussidi agli agricoltori nel periodo 2023-2027. Le ONG criticano il fatto che la maggior parte del denaro sarà ancora pagata in base alle dimensioni di un'azienda agricola, con solo il 25% distribuito in cambio di metodi agricoli ecologici e rispettosi del clima (eco-schemi). "La riforma della Politica agricola comune non soddisfa gli obiettivi del Green Deal o le raccomandazioni della [Commissione sul futuro dell'agricoltura](#). La produzione intensiva e la proprietà della terra continueranno a essere più

redditizie della protezione coerente della natura e del clima", ha affermato Jörg-Andreas Krüger, presidente della Nature and Biodiversity Conservation Union ([NABU](#)). " Il prossimo governo tedesco deve quindi intensificare il suo gioco in termini di misure nazionali e fare qualcosa di più del minimo richiesto da Bruxelles". "La nuova coalizione di governo deve garantire un budget crescente per gli eco-schemi di almeno il 25% dei pagamenti diretti fin dall'inizio ed escludere gli investitori non agricoli dai sussidi", ha affermato Elisabeth Fresen, presidente federale del gruppo di lavoro per l'agricoltura rurale ([AbL](#)). Il voto del Parlamento Ue sarà seguito dall'approvazione finale del Consiglio dei ministri il 2 dicembre. Il [24 novembre](#) il gabinetto del governo in carica a Berlino ha [approvato](#) gli ultimi due atti di attuazione per il nuovo periodo di finanziamento della PAC. Ciò consentirà al ministero dell'agricoltura di consegnare il piano strategico della PAC richiesto alla Commissione europea per l'approvazione in tempo utile entro il 1° gennaio 2022, ha affermato il ministro Julia Klöckner. Il settore agricolo tedesco è responsabile di circa il 9% delle emissioni (2020). L'azione per il clima in agricoltura è stata a lungo un ripensamento negli sforzi di riduzione delle emissioni della Germania, ma l'obiettivo della neutralità climatica entro il 2045 ha posto una nuova enfasi sul subordinare i sussidi a metodi agricoli più rispettosi del clima.

Nessun aumento del rischio di blackout dovuto alla transizione energetica se si costruiscono i pompaggi.

L'Italia a parole fa sempre più affidamento sulle energie rinnovabili per la produzione di energia. Ciò aumenta il rischio di un'interruzione di corrente a livello nazionale, come sostengono su Internet? Una volta che l'elettricità è andata, la nostra intera infrastruttura crolla in un tempo molto breve. Telefonare non sarà più possibile dopo pochi minuti, semafori e bancomat non funzioneranno più. Il cibo inizia ad ammuffire nei frigoriferi - ad un certo punto in molti posti non uscirà nemmeno una goccia dal rubinetto.

La possibilità di un "black-out", cioè di un'interruzione di corrente su larga scala che paralizza tutto per diverse ore o addirittura giorni, spaventa molte persone. Molti chiedono: sono preparato? Ho torce elettriche, scorte d'acqua e abbastanza cibo in scatola in negozio?

YouTube afferma: la transizione energetica rende più probabili i blackout

YouTube afferma in un video che un simile "blackout" diventerà molto più probabile con l'avanzare della transizione energetica. Il motivo: i generatori che attualmente sono in grado di compensare un sovraccarico nella rete elettrica e di impedire che si verifichi un'interruzione di corrente verrebbero eliminati se convertiti alle energie rinnovabili. Nel video si dice in relazione al guasto di diversi blocchi di centrali elettriche in una centrale elettrica a carbone, che potrebbe essere compensato da tali generatori:

"Possiamo appianare un errore del genere in due anni? O un errore del genere potrebbe portare a un blackout in Italia? Questo è il problema della nostra transizione energetica".Affermazioni simili sono state fatte per anni dai media di destra come il blog di opinione estremista di destra "PI-News". Anche gli oppositori della transizione energetica litigano spesso con un presunto "blackout" minacciato.

Il passaggio alle energie rinnovabili aumenta davvero il rischio di black out? Quali sono le sfide e come potrebbero essere risolte? **Come funziona la rete elettrica?**

Per comprendere l'impatto che la transizione energetica sta avendo sulla rete elettrica in Europa e in Italia o in Germania, bisogna prima capire come funziona la rete elettrica. In Germania ci sono quattro aree di controllo gestite dagli operatori del sistema di trasmissione Amprion, TenneT, 50Hertz e TransnetBW. Nella rete elettrica europea, la Germania è collegata agli altri paesi europei. I quattro gestori di sistemi di trasmissione in Germania. La rete elettrica è progettata in modo tale da produrre solo la quantità di elettricità effettivamente utilizzata. Ecco perché l'elettricità che non può essere utilizzata in Germania deve essere rivenduta rapidamente all'estero. È vero anche il contrario: se non si produce abbastanza elettricità in Germania, l'elettricità deve essere acquistata dall'estero. Quale paese compra o vende quanta elettricità per quale prezzo viene deciso sul commercio di elettricità europeo, una sorta di scambio per l'elettricità. Fondamentalmente, la frequenza di rete in Europa è di 50 Hertz, le

fluttuazioni tra 49,8 e 50,2 Hertz sono normali. Ma se, ad esempio, una centrale elettrica si guasta e la frequenza scende sotto la soglia di 49,8 Hertz, allora esistono meccanismi di sicurezza che stabilizzano la rete. Ciò garantisce che non vi siano interruzioni di corrente. **Come viene messa in sicurezza la rete elettrica tedesca o italiana?** Un importante principio di sicurezza è la cosiddetta riserva istantanea, che garantisce immediatamente la stabilizzazione della rete in caso di variazione di frequenza. Si tratta di generatori rotanti del peso di diverse centinaia di tonnellate in centrali nucleari ed a carbone, che immagazzinano energia mentre si muovono. Ogni centrale elettrica convenzionale fornisce riserve istantanee o volani. Questi generatori sono collegati tra loro in tutta Europa tramite la rete elettrica. Se uno di questi si guasta, la massa dei generatori può compensare il calo di frequenza, proprio come un tandem se si smette di pedalare.

"Queste masse centrifughe non scompariranno nel corso della transizione energetica", scrivono i gestori del sistema di trasmissione nella loro dichiarazione "Ma alcuni di essi devono essere sostituiti da soluzioni tecniche nuove e ben note come i pompaggi".

Un altro principio di sicurezza centrale è il cosiddetto "criterio n-1". Ciò significa che se una linea si guasta, ad esempio, è sempre disponibile una sostituzione. Ciò crea un ampio buffer di sicurezza, scrivono i quattro gestori del sistema di trasmissione in Germania o Italia in una dichiarazione congiunta.

Per garantire la sicurezza della rete elettrica, ci sono anche altre misure che sono state qui riassunte dall'Agenzia federale per le reti.

Come potrebbe essere sostituita in futuro la riserva attuale?

Secondo i gestori del sistema di trasmissione, alcune soluzioni tecniche devono ancora essere traslate dai pompaggi. Ci sono già alternative per la riserva momentanea.

Ad esempio, i pompaggi connessi alle turbine eoliche potrebbero fornire la riserva istantanea, come ricercato dal Fraunhofer Institute for Energy Economics and Energy System Technology (IEE). Questo è già stato testato per sei settimane in Scozia. Al

Fraunhofer IEE di Kassel, nell'ambito di un ulteriore progetto di ricerca

"Transstabil-EE", è stato studiato quali metodi di controllo nei parchi solari ed eolici

potrebbero garantire la stabilità della rete in futuro Il range di costo stimato è compreso tra 86 milioni di euro/anno a 2 miliardi di euro/anno per la Germania", scrive un portavoce del Fraunhofer IEE. Si tratterebbe di circa 0,014 cent/kWh fino a 0,33 cent/kWh. "Questi costi potrebbero essere trasferiti al consumatore finale se gli oneri di rete dovessero Con un consumo domestico tipico di 3500 chilowattora all'anno, i costi annuali sarebbero compresi tra 50 centesimi e 10 euro per famiglia. dice il Fraunhofer IEE. Un altro - e secondo Götz Brühl, amministratore delegato di Stadtwerke Rosenheim, molto più efficace - è che le batterie sostituiscono la riserva istantanea. "Funziona come una batteria in un'auto come una batteria ricaricabile. La usi per prelevare o fornire elettricità, a seconda della frequenza di rete. Se questa è inferiore a 50 Hertz, l'alimentazione deve entrare nella rete. Se è superiore a 50 Hertz, il potere deve essere preso dalla volontà di rete."

Martin Braun, responsabile della divisione per la pianificazione della rete e il funzionamento della rete presso Fraunhofer IEE e professore all'Università di Kassel, ha dichiarato che bisognava distinguere tra un aumento delle prestazioni e una riduzione delle prestazioni con le numerose opzioni di soluzioni tecniche per sostituire il riserva istantanea. "L'energia eolica e gli impianti fotovoltaici possono ridurre rapidamente la loro produzione, se necessario. I sistemi di accumulo pompaggi ed a batteria possono aumentare o diminuire rapidamente la loro produzione". Ci sono molti modi per sostituire l'attuale riserva di centrali elettriche a carbone. Affinché questi vengano integrati nei sistemi, l'operatore di rete deve definire i requisiti.

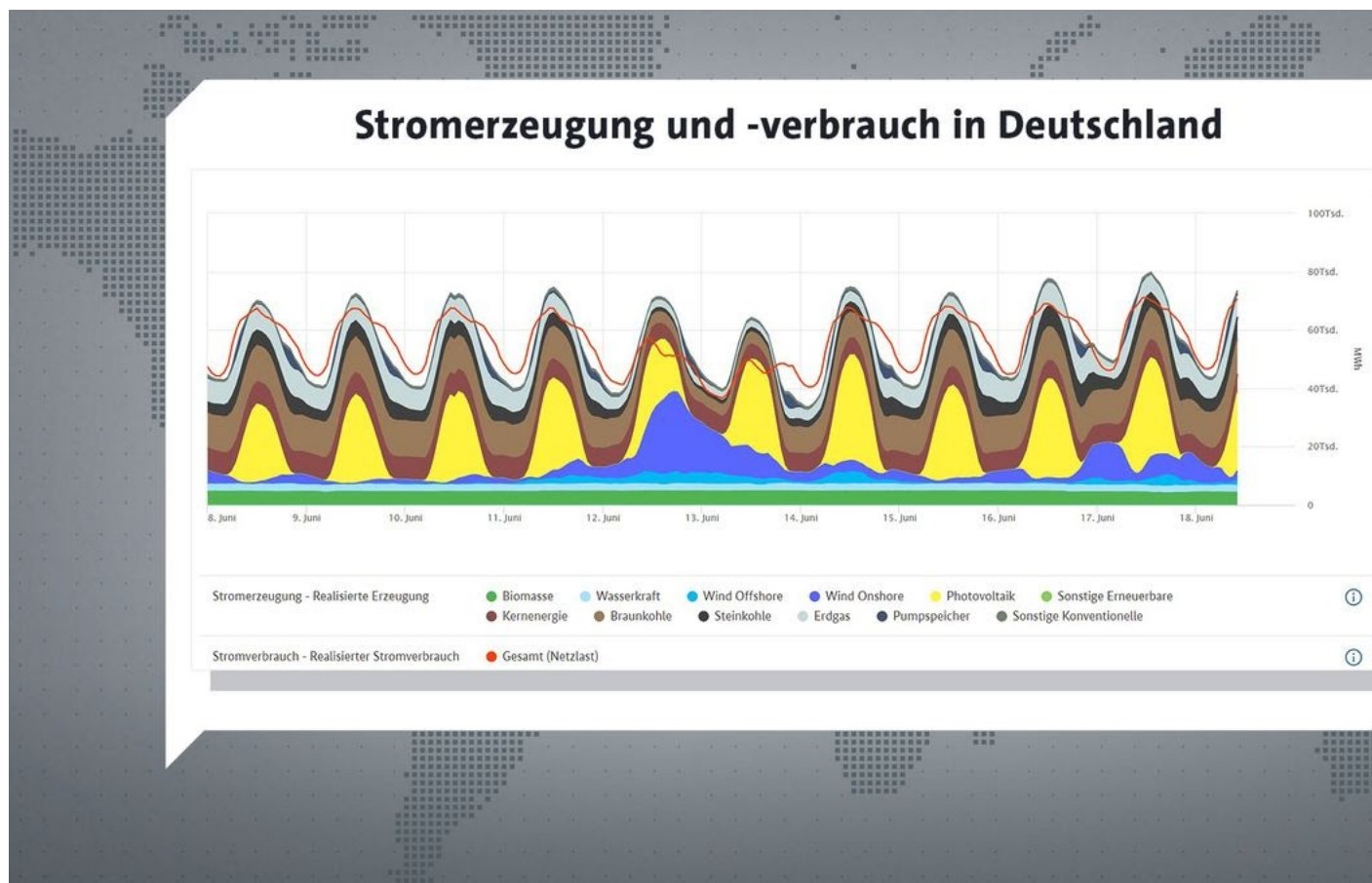
Cosa cambierà con la transizione energetica?

Nel 2020, secondo il Ministero federale dell'economia , il 45,4 per cento del consumo lordo di elettricità in Germania potrebbe essere coperto con energie rinnovabili. In Italia è troppo basso 20% per colpa del gas fossile imposto dai politici e Ministeri romani Poiché la produzione di elettricità da energie rinnovabili funziona sotto molti aspetti in modo molto diverso dalla produzione di elettricità tramite grandi centrali nucleari o a lignite, la rete elettrica in Germania deve essere adattata.

In passato, l'elettricità scorreva dalle grandi centrali elettriche ai consumatori, quindi c'era solo una direzione. Con la transizione energetica, il flusso di elettricità non è più così a binario unico: i consumatori possono ora immettere la propria elettricità nella rete tramite impianti fotovoltaici, ad esempio. Invece di poche grandi centrali elettriche vicino alle aree metropolitane, la cui elettricità generata deve percorrere solo una distanza relativamente breve, la transizione energetica significa che ci sono molte piccole centrali elettriche: turbine eoliche, impianti fotovoltaici, centrali idroelettriche o sistemi a biomasse. Di conseguenza, la rete elettrica sta cambiando radicalmente. Pertanto, devono essere costruite nuove linee per poter trasportare l'elettricità. Perché a volte deve coprire distanze molto più lunghe per arrivare dalle turbine eoliche nel nord al sud della Germania, ad esempio.

Inoltre, la capacità di generazione di energia solare ed eolica oscilla fortemente, come risulta dai dati dell'Agenzia federale per le reti sulla produzione e il consumo di elettricità in Germania . In questo contesto, quindi, si parla spesso di una stasi buia: se non c'è il sole che splende di notte, non è possibile ottenere energia solare. Sebbene di notte si usi meno elettricità, c'è ancora un deficit che può essere compensato, ad

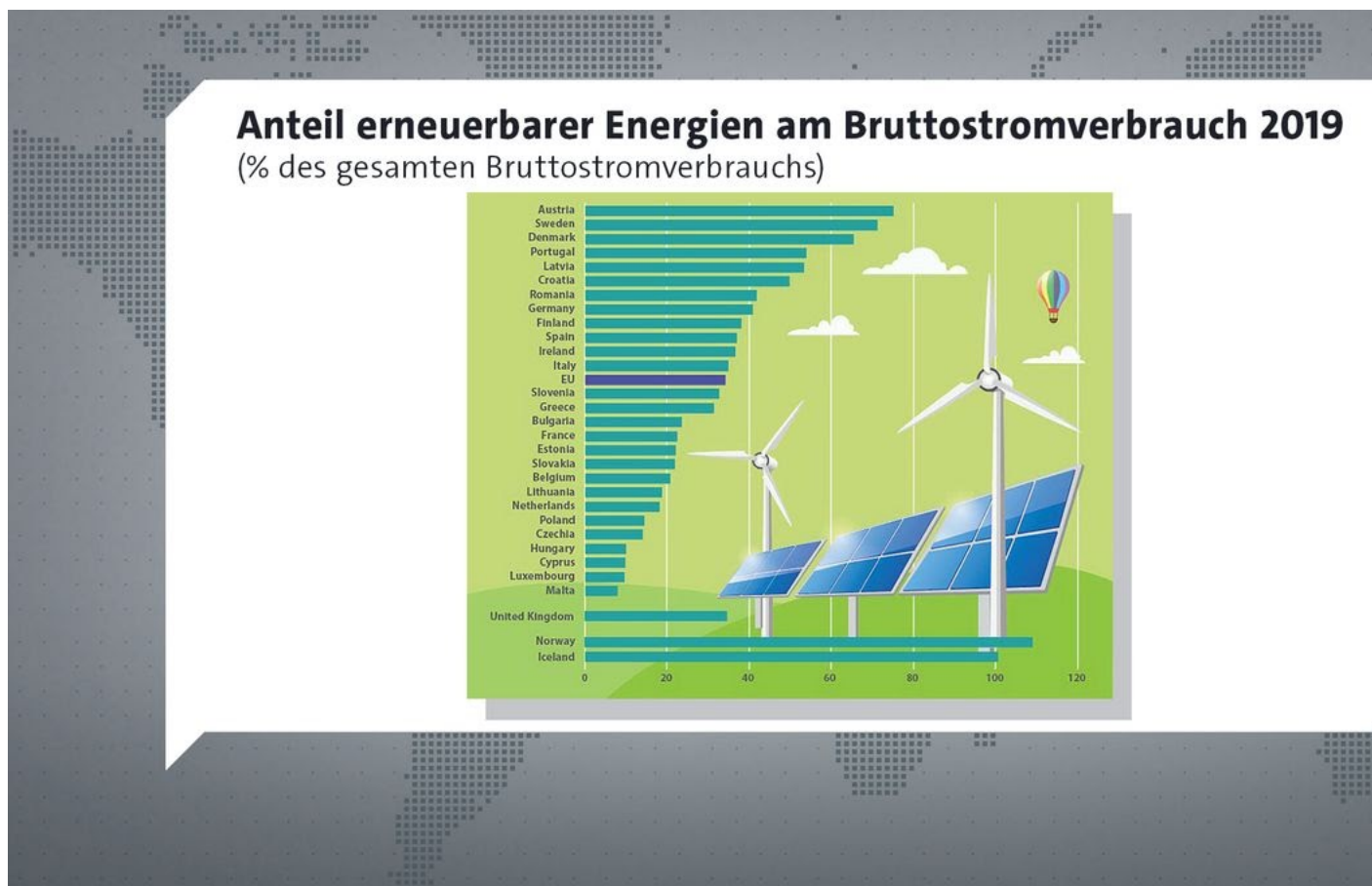
esempio, con l'energia nucleare.



Produzione e consumo di elettricità in Germania tra l'8 e il 18 giugno 2021.

Cosa mostra anche il grafico: Nelle ore di punta, in Germania viene generata troppa elettricità, quindi la quantità totale di energia è superiore al consumo (qui la linea rossa). Con le centrali nucleari convenzionali e a carbone, è fondamentalmente più facile controllare quando e quanta energia è disponibile. Fondamentalmente ci sono anche fonti di energia rinnovabile che possono essere controllate - l'energia idroelettrica, per esempio, o i sistemi a biomasse. Tuttavia, l'energia eolica e solare non sono così facili da regolare. Affinché il sistema non sia sovraccaricato, dobbiamo eliminare l'elettricità in eccesso dal vento e dal sole e venderla a un prezzo molto

basso ad altri paesi, invece di usarla noi stessi.



Ecco quanto era alta la quota di energie rinnovabili nei paesi europei nel 2019.

Dove la rete elettrica può migliorare

Esiste un potenziale per l'ottimizzazione ed è per questo che si stanno svolgendo molte ricerche su come la generazione e il consumo potrebbero essere coordinati meglio. Ad esempio, come immagazzinare l'energia in eccesso in modo che possa essere utilizzata nei momenti in cui è disponibile meno elettricità.

Questa è anche una sfida per l'operatore di rete, ha affermato Gerald Höfer, amministratore delegato di N-ERGIE Netz GmbH, che appartiene alle opere municipali di Norimberga, i #Faktenfuchs.

"A tal fine, da un lato stiamo ottimizzando e rafforzando la nostra rete elettrica e, dall'altro, in futuro saranno richieste soluzioni ancora più innovative: ad esempio, sistemi di accumulo a batteria o sistemi Power-to-X che può ammortizzare i picchi di carico nella rete." I sistemi Power-to-X convertono l'elettricità verde in vettori energetici

chimici, ad esempio l'idrogeno, in modo che l'elettricità possa essere immagazzinata.

TÜV Süd ha riassunto di più su come funziona Power-to-X qui .

Höfer è fiducioso che la qualità delle cure non ne risentirà. "Negli ultimi anni abbiamo già integrato quasi 60.000 sistemi rinnovabili nella nostra area di rete, ma recentemente siamo anche riusciti a ridurre i nostri tempi di fermo", afferma Höfer. Per tempo di inattività, intende il periodo in cui i consumatori in Germania non avevano elettricità disponibile. Nel complesso, la Germania ha pochissimi tempi di inattività, ne parleremo più avanti.

I meccanismi di sicurezza rimarranno in vigore oltre la transizione energetica

Tutti gli esperti intervistati ritengono improbabile che la transizione energetica porti a un "blackout". "È importante chiarire: non abbiamo un problema di blackout", ha affermato Claudia Kemfert dell'Istituto tedesco per la ricerca economica (DIW) che da tempo si occupa della transizione energetica. "La sicurezza dell'approvvigionamento energetico è garantita anche da un approvvigionamento completo da energie rinnovabili", afferma Kemfert. Un portavoce della Federal Network Agency ha confermato la loro valutazione in una e-mail a #Faktenfuchs: "La transizione energetica e la crescente proporzione di capacità di generazione decentralizzata non hanno effetti negativi sull'affidabilità dell'approvvigionamento". La stabilità della rete non è mai stata messa in pericolo dal ritiro dall'uso dell'energia nucleare. In un'analisi della rete a lungo termine fino al 2038 , i gestori del sistema di trasmissione giungono alla conclusione nel dicembre 2020 che la stabilità della rete non sarà messa a repentaglio anche se l' eliminazione graduale del carbone progredisce. Il presupposto per questo è che i "servizi di sistema" necessari per il funzionamento sicuro della rete, ad esempio la riserva istantanea che le centrali a carbone avevano precedentemente fornito, possano essere sostituiti da nuove modalità, ad esempio, come sopra descritto, con batterie. Fino ad allora, l'Agenzia federale per le reti controlla quali centrali elettriche a carbone non sono ancora state chiuse per garantire la necessaria sicurezza della rete. Tuttavia, per poter rispondere alla domanda sull'approvvigionamento energetico dopo l'eliminazione graduale del carbone, è necessaria anche una previsione realistica del consumo di elettricità. La

cancelliera Angela Merkel ha quindi chiesto nuove previsioni all'industria in occasione della Giornata dell'industria tedesca il 22 giugno. "Dal mio punto di vista, le ipotesi finora che la domanda di energia elettrica non aumenterà non sono sostenibili".

Manuel Baumann è ricercatore di tecnologie energetiche sostenibili presso l'Istituto per la valutazione tecnologica e l'analisi dei sistemi del Karlsruhe Institute of Technology (KIT). In un'intervista a #Faktenfuchs, ha affermato che i meccanismi di controllo e di sicurezza che attualmente garantiscono la stabilità della rete elettrica tedesca continueranno a esistere dopo la transizione energetica. "Devono continuare a esistere perché sono semplicemente parte integrante del funzionamento della rete". Inoltre, la transizione energetica non significa solo collegare alla rete elettrica impianti eolici e fotovoltaici. Invece, l'intero sistema sta diventando più intelligente e le previsioni sempre più accurate. "Ciò significa che saremo in grado di coordinare meglio consumo e generazione". Secondo l'esperta di transizione energetica Claudia Kemfert di DIW, questo può funzionare, ad esempio, se i consumatori sono coinvolti più da vicino, ad esempio fornendo lo stoccaggio. Potrebbe trattarsi di un deposito domestico o di veicoli elettrici.

Veicolo elettrico ad accumulo di energia? Sembra lontano, ma è potenzialmente un modo per coordinare meglio consumo e generazione. Come spiega l'ingegnere elettrico Heike Kerber dell'Associazione delle tecnologie elettriche, elettroniche e informatiche (VDE), potrebbe assomigliare a questo: i proprietari di auto elettriche non caricano più la batteria dell'auto immediatamente quando parcheggiano l'auto in garage dopo il lavoro. Invece, incentivi come un prezzo dell'elettricità più basso potrebbero garantire che ricaricheranno le loro auto elettriche solo quando c'è già troppa elettricità nella rete che deve essere consumata.

Funziona in modo simile dal lato del generatore ed è già praticato oggi: Stadtwerke Rosenheim, ad esempio, ottimizza la propria produzione di elettricità e quella dei propri clienti in modo che i sistemi immettano elettricità nella rete esattamente quando il prezzo dell'elettricità è più alto - quindi il profitto può essere massimizzato, ha affermato Götz Brühl di Stadtwerke Rosenheim ai #Faktenfuchs. Con l'energia eolica e

solare, il potenziale di ottimizzazione è inferiore, mentre con gli impianti di accumulo di calore e di biogas è notevolmente più elevato.

Quanto è stabile la rete elettrica tedesca e italiana?

La rete elettrica tedesca e italiana sono considerate tra le più stabili a livello mondiale, anche grazie a misure come il criterio "n-1". Quindi la regola empirica è che ci deve sempre essere un sostituto per le linee elettriche, ad esempio, se una si guasta.

"Questo è esattamente il motivo per cui abbiamo un livello di affidabilità incredibilmente elevato", afferma Fabian Zippel della cattedra di energie rinnovabili presso l'Università di Aalen. "L'alimentazione in Germania è molto affidabile", ha confermato un portavoce della Federal Network Agency. Per valutare la qualità della fornitura di energia elettrica, l'Agenzia Federale di Rete calcola il cosiddetto "SAIDI" o "System Average Interruption Duration Index" - l'indicatore più importante per la sicurezza dell'energia elettrica.

Indica per quanto tempo in media ogni anno i consumatori dovevano sopravvivere senza elettricità. Secondo il portavoce, nel 2019 sono stati 12 minuti e 12 secondi, "il tempo di inattività più basso fino ad oggi" dall'inizio dei sondaggi nel 2006.

E questo nonostante la quota di energie rinnovabili nel mix elettrico sia notevolmente aumentata dal 2006. "Quello che trovo molto eccitante è che la transizione energetica è sempre associata a un deterioramento della situazione dell'approvvigionamento", afferma Baumann di KIT. "Invece, la sicurezza dell'approvvigionamento in Germania è più alta che mai". **Un'interruzione di corrente su larga scala è possibile, ma non**

probabile. Nella loro dichiarazione, i quattro gestori del sistema di trasmissione affrontano anche la possibilità di un'interruzione di corrente su larga scala. Per questo "deve esserci una catena molto sfavorevole di numerose circostanze". Lo "stress" sulla rete di trasmissione europea è in continuo aumento per effetto della transizione energetica, perché l'energia non si produce più dove si usa prevalentemente l'elettricità, come una volta. L'elettricità deve quindi essere trasportata ulteriormente e la rete elettrica deve essere intervenuta più spesso. Guasti come quello della centrale polacca, affrontato anche nel video dallo YouTuber bavarese, hanno dimostrato che "i meccanismi di sicurezza hanno avuto successo e hanno limitato al minimo gli effetti di

questi malfunzionamenti", si legge nel comunicato. Lo scenario di un grande "blackout" non è escluso, ma è improbabile, come ha confermato l'Ufficio federale per la protezione civile e gli aiuti in caso di catastrofe (BBK). "Anche se le interruzioni di corrente su larga scala e di lunga durata sono molto improbabili, sono uno scenario plausibile e devono essere prese in considerazione come parte della pianificazione dell'emergenza". Il BBK pubblica quindi liste di controllo per prevenire tale interruzione di corrente (ad esempio [qui](#)) e assicurarsi che coloro che sono coinvolti nella gestione delle crisi siano preparati per interruzioni di corrente e altri eventi estremamente dannosi. L'ultima volta che si è verificata una lunga interruzione di corrente in Germania è stata nel novembre 2005. Nel Münsterland, le linee elettriche non hanno resistito alla pressione della neve, i tralicci si sono piegati. La gente del posto ha dovuto fare a meno dell'elettricità per diversi giorni. La causa dell'interruzione di corrente all'epoca era il caos della neve. Quando i tralicci dell'elettricità crollano, è completamente irrilevante se l'elettricità proviene da una centrale nucleare o da una turbina eolica: le circostanze esterne sono il fattore scatenante. Puoi saperne di più sull'interruzione di corrente nel 2005, ad esempio, [qui](#) o [qui](#) .

La motivazione dietro la narrativa del blackout

Claudia Kemfert di DIW ha studiato i miti che circondano il passaggio alle energie rinnovabili. "Sono a conoscenza della discussione sul blackout da quando ho memoria. A quel tempo si trattava di energia nucleare, in seguito era l'energia a carbone che presumibilmente mancava", ha detto. "È sempre la stessa discussione che è guidata dall'inerzia del passato che vogliono mantenere i loro modelli di business". Evocare uno scenario di blackout mirato specificamente a spaventare le persone. Questo può avere anche un retroscena finanziario, come spiega l'esperta di teorie del complotto Pia Lamberty [in un articolo per l'Agenzia federale per l'educazione civica](#) : Ci sono attori che cercano di guadagnare con le paure della gente. Nei negozi di prepper, "le persone potrebbero proteggersi dai blackout o da altre crisi con cibo di emergenza e prodotti di 'sicurezza' a prezzi spesso troppo alti". I prepper (derivato dall'inglese: preparare = preparare) sono persone che si preparano sistematicamente a una possibile crisi, accumulano grandi scorte e ottengono l'attrezzatura appropriata.

Nel video dello YouTuber bavarese, che è stato il punto di partenza per la ricerca #Faktenfuchs, vengono pubblicizzati anche i "kit blackout" con le attrezzature. Alla fine del video, lo YouTuber avverte dell'aumento dei prezzi e dei problemi di consegna e afferma: "Se non ti sei ancora preparato, potresti essere troppo tardi, ma potresti comunque provare a decifrare qualcosa. Perciò, carissimi, abbi cura di te!"

Il video è sponsorizzato da un produttore di unità di potenza e YouTuber offre liste di controllo per la prevenzione delle crisi sul suo sito web. Sul suo canale si collega persino alla sua pagina personale di Amazon, un piccolo negozio online presso un grande rivenditore online. Lì viene esplicitamente affermato che fa parte del "Programma Influencer Amazon" e guadagna commissioni. Quindi sta ovviamente facendo soldi avvertendo di un possibile blackout.

La scena di Prepper è eterogenea, ma ci sono connessioni a destra

Nel Meclemburgo-Pomerania occidentale, l'anno scorso il prepper è stato al centro dell'attenzione delle autorità, ha riferito la rete editoriale Germania . Secondo il Ministero degli Interni del Meclemburgo-Pomerania Occidentale, la scena prepper è eterogenea ed è monitorata dall'Ufficio per la Protezione della Costituzione solo se persegue obiettivi estremisti. Durante la crisi di Corona - secondo il rapporto RND - anche gli estremisti di destra hanno chiesto misure precauzionali.

Ciò è in linea con il fatto che la paura di un'interruzione di corrente su larga scala dovuta alla transizione energetica è stata alimentata per anni, ad esempio dal blog di opinione dell'estremismo di destra "PI-News".

Quali diritti si vogliono ottenere con la minaccia del blackout

Anche Robert Andreasch dell'archivio Aida contro l'estremismo di destra di Monaco di Baviera classifica la storia del blackout in un'intervista ai #Faktenfuchs come un tentativo di delegittimare il governo. "I diritti vogliono suscitare paura e insicurezza", ha detto. Anche i populistici di destra affrontano ripetutamente la questione politicamente. L'AfD porta l'argomento ancora e ancora, in post divisi in rete, ma anche nell'ora corrente nel parlamento statale bavarese . L'AfD utilizza l'argomento anche nelle campagne elettorali, come ha scritto a #Faktenfuchs un portavoce del centro di informazione specializzato per l'estremismo di destra di Monaco. Nel 2020 la festa

pubblicizzata a Monaco di Baviera con un poster che diceva "Nessun desiderio di blackout!" e "energia invece di ideologia". "Si potrebbe anche affrontare una minaccia esterna", ha detto Andreasch. Ciò include, ad esempio, la minaccia alla rete elettrica da attacchi di hacker. "Ma è soprattutto la discussione sull'energia o la discussione sull'eliminazione graduale dell'energia nucleare". Oltre all'aspetto finanziario, vede il vantaggio ideologico dei populistici di destra e degli estremisti di destra che mettono in guardia dal blackout causato dalla transizione energetica. Lo scenario di blackout viene spinto all'infinito per mantenere la minaccia. "Devono sempre aumentare la minaccia una volta che te ne hanno parlato. Altrimenti non importa più a nessuno, quindi lo sapranno già tutti". Il portavoce del centro di informazione specializzato per l'estremismo di destra di Monaco aggiunge: "I messaggi dipingono anche indirettamente l'immagine dell'orrore di un crollo della società. Tali grandi paure possono essere utilizzate bene dal diritto di presentarsi come attori con soluzioni apparentemente semplici bandire questo pericolo." **Blackout: solo uno dei tanti argomenti tra gli scettici della transizione energetica.** Ma: non solo i diritti ei prepper sono critici nei confronti della transizione energetica e stanno discutendo di un blackout. Quanto è importante la paura di un blackout tra coloro che, ad esempio, si impegnano contro l'espansione delle energie rinnovabili a livello locale? Jörg Radtke, politologo presso l'Università di Siegen, ricerca i conflitti di transizione energetica e conduce interviste con persone che sono scettiche sulla transizione energetica per vari motivi. In un'intervista ai #Faktenfuchs, ha affermato che la paura di un blackout si esprime nelle conversazioni che ha. Ma non è necessariamente il punto focale. "Lo percepirei come un argomento di molti, non tanto come un motivo centrale", ha detto Radtke. Un argomento centrale, d'altra parte, è generalmente la questione se ci sia un cambiamento climatico causato dall'uomo. **Conclusione.** È molto improbabile che ci sarà un blackout dovuto alla transizione energetica. Diversi esperti lo hanno confermato ai #Faktenfuchs. Attualmente c'è ancora bisogno di ottimizzazione nell'uso delle energie rinnovabili e c'è ancora molto da fare, soprattutto per quanto riguarda un miglior coordinamento della generazione e del consumo di elettricità. Tuttavia, la

Germania dispone di una delle reti elettriche più affidabili al mondo, anche se la quota di energie rinnovabili nel mix elettrico è in crescita da anni. Fondamentalmente, le interruzioni di corrente in Germania e Italia sono improbabili perché ci sono un gran numero di meccanismi di sicurezza che hanno lo scopo di prevenire proprio questo. Questi includono la riserva istantanea, ma anche il "criterio n-1", poiché è sempre disponibile almeno un sostituto (es. una linea elettrica). La discussione sul blackout non è nuova. È usato per diffondere l'incertezza. Questa paura viene sfruttata, sia per trarre vantaggi economici, come lo YouTuber bavarese, che pubblicizza "kit di blackout" nel suo video, sia per motivi ideologici. L'AfD, ad esempio, solleva ripetutamente l'argomento, in modo simile ai media di destra. Dietro questo potrebbero esserci tentativi di delegittimare il governo.

Che cos'è il riscaldamento climatico? In che modo esattamente l'anidride carbonica causa il riscaldamento

globale? da una serie in cui gli esperti dell'Earth Institute affrontano le

domande dei lettori su scienza e sostenibilità. Negli ultimi anni, abbiamo ricevuto molte domande sull'anidride carbonica: come intrappola il calore, come può avere un effetto così grande se costituisce solo una piccola percentuale dell'atmosfera e altro ancora.

Con l'aiuto di [Jason Smerdon](#), uno scienziato del clima presso il Lamont-Doherty Earth Observatory della Columbia University, rispondiamo a molte di queste domande qui. **In**

che modo l'anidride carbonica intrappola il calore? Probabilmente hai già letto che l'anidride carbonica e altri gas serra agiscono come una coperta o un berretto, intrappolando parte del calore che la Terra avrebbe altrimenti irradiato nello spazio. Questa è la risposta semplice. Ma come fanno esattamente certe molecole a intrappolare il calore? La risposta richiede un tuffo nella fisica e nella chimica.

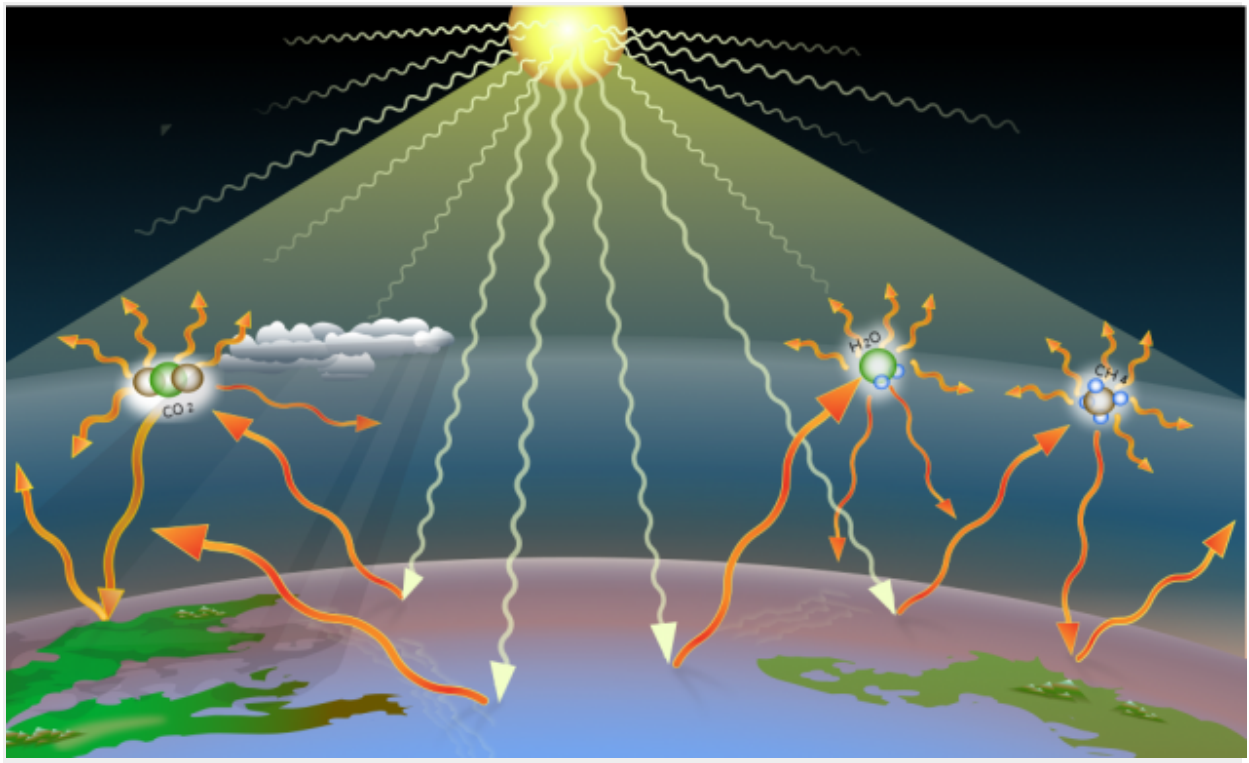
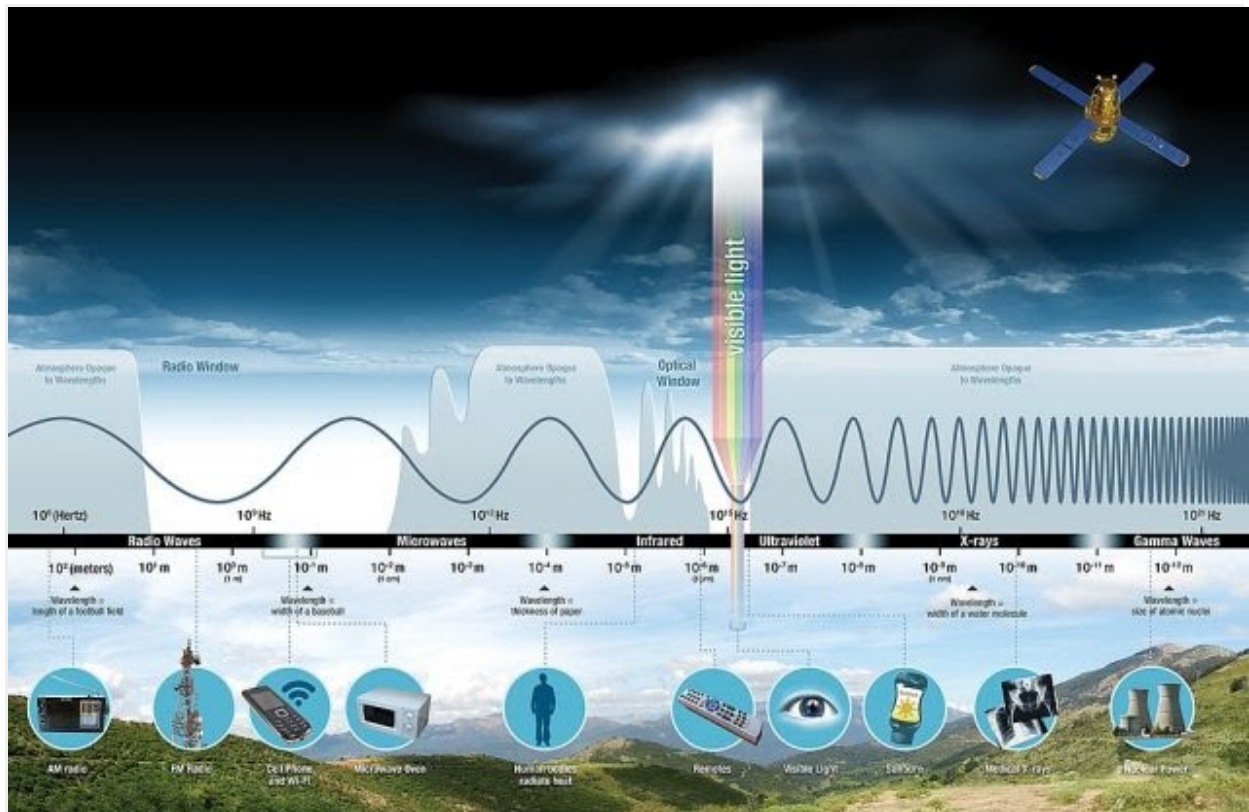
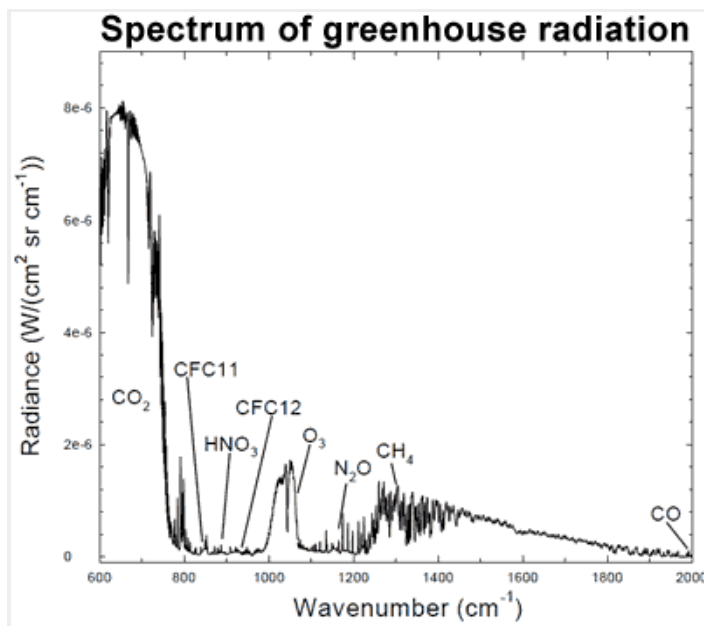


Diagramma semplificato che mostra come la Terra trasforma la luce solare in energia infrarossa. I gas serra come l'anidride carbonica e il metano assorbono l'energia infrarossa, rimettendone una parte verso la Terra e una parte nello spazio. Credito: [una cravatta larga](#) su Wikimedia Commons

Quando la luce solare raggiunge la Terra, la superficie assorbe parte dell'energia della luce e la irradia sotto forma di onde infrarosse, che percepiamo come calore. (Tieni la mano su una roccia scura in una calda giornata di sole e puoi sentire questo fenomeno da solo.) Queste onde a infrarossi viaggiano nell'atmosfera e fuggiranno nello spazio se non ostacolate. L'ossigeno e l'azoto non interferiscono con le onde infrarosse nell'atmosfera. Questo perché le molecole sono pignoli riguardo alla gamma di lunghezze d'onda con cui interagiscono, ha spiegato Smerdon. Ad esempio, l'ossigeno e l'azoto assorbono energia che ha lunghezze d'onda fitte di circa 200 nanometri o meno, mentre l'energia infrarossa viaggia a lunghezze d'onda più ampie e pigre da 700 a 1.000.000 di nanometri. Questi intervalli non si sovrappongono, quindi per l'ossigeno e l'azoto è come se le onde infrarosse non esistessero nemmeno; lasciano che le onde (e il calore) passino liberamente attraverso l'atmosfera.



Un diagramma che mostra le lunghezze d'onda di diversi tipi di energia. L'energia del Sole raggiunge la Terra come luce per lo più visibile. La Terra riirradia quell'energia sotto forma di energia infrarossa, che ha una lunghezza d'onda più lunga e più lenta. Mentre l'ossigeno e l'azoto non rispondono alle onde infrarosse, i gas serra sì. Credito: NASA. Con la CO₂ e altri gas serra è diverso. L'anidride carbonica, ad esempio, assorbe energia a una varietà di lunghezze d'onda comprese tra 2.000 e 15.000 nanometri, un intervallo che si sovrappone a quello dell'energia infrarossa. Mentre la CO₂ assorbe questa energia infrarossa, vibra e riemette nuovamente l'energia infrarossa in tutte le direzioni. Circa la metà di quell'energia viene espulsa nello spazio e circa la metà ritorna sulla Terra sotto forma di calore, contribuendo all'"effetto serra".



Misurando le lunghezze d'onda della radiazione infrarossa che raggiunge la superficie, gli scienziati sanno che l'anidride carbonica, l'ozono e il metano contribuiscono in modo significativo all'aumento delle temperature globali. Credito: [Evans 2006](#) tramite [Skeptical Science](#)

Smerdon afferma che il motivo per cui alcune molecole assorbono le onde infrarosse e altre no "dipende dalla loro geometria e dalla loro composizione". Ha spiegato che le molecole di ossigeno e azoto sono semplici - ciascuna composta da due soli atomi dello stesso elemento - il che restringe i loro movimenti e la varietà di lunghezze d'onda con cui possono interagire. Ma i gas serra come la CO₂ e il metano sono costituiti da tre o più atomi, il che offre loro una più ampia varietà di modi per allungarsi, piegarsi e torcersi. Ciò significa che possono assorbire una gamma più ampia di lunghezze d'onda, comprese le onde infrarosse.

Come posso vedere di persona che la CO₂ assorbe il calore?

Come esperimento che può essere fatto a casa o in classe, Smerdon consiglia di riempire una bottiglia di soda con CO₂ (forse da una macchina per la soda) e riempire una seconda bottiglia con aria ambiente. "Se li esponi entrambi a una lampada di calore, la bottiglia di CO₂ si riscalderà molto più della bottiglia con la sola aria ambiente", afferma. Consiglia di controllare le temperature della bottiglia con un termometro a infrarossi no-touch. Dovrai anche assicurarti di utilizzare lo stesso stile di bottiglia per ciascuna e che entrambe le bottiglie ricevano la stessa quantità di luce dalla lampada. Ecco un video di un esperimento simile:

Un esperimento logisticamente più impegnativo che Smerdon consiglia prevede di mettere una telecamera a infrarossi e una candela alle estremità opposte di un tubo chiuso. Quando il tubo è pieno di aria ambiente, la fotocamera rileva chiaramente il calore a infrarossi dalla candela. Ma una volta che il tubo è pieno di anidride carbonica, l'immagine a infrarossi della fiamma scompare, perché la CO₂ nel tubo assorbe e

disperde il calore della candela in tutte le direzioni, e quindi offusca l'immagine della candela. Ci sono [diversi video](#) dell'esperimento online, incluso questo:

Perché l'anidride carbonica fa entrare il calore ma non esce?

L'energia entra nella nostra atmosfera come luce visibile, mentre cerca di uscirne come energia infrarossa. In altre parole, "l'energia che arriva nel nostro pianeta dal Sole arriva come una valuta e parte in un'altra", ha detto Smerdon.

Le molecole di CO₂ non interagiscono realmente con le lunghezze d'onda della luce solare. Solo dopo che la Terra ha assorbito la luce solare e riemesso l'energia come onde infrarosse, la CO₂ e altri gas serra possono assorbire l'energia.

Come può la CO₂ intrappolare così tanto calore se costituisce solo lo 0,04% dell'atmosfera? Le molecole non sono troppo distanziate?

Prima che gli esseri umani iniziassero a bruciare combustibili fossili, i gas serra presenti in natura hanno contribuito a rendere abitabile il clima della Terra. Senza di loro, la temperatura media del pianeta sarebbe sotto lo zero. Quindi sappiamo che anche livelli naturali molto bassi di anidride carbonica e altri gas serra possono fare un'enorme differenza nel clima della Terra.

Oggi i livelli di CO₂ sono più alti di quanto non siano stati in almeno [3 milioni di anni](#) . E sebbene rappresentino ancora solo lo [0,04% dell'atmosfera](#) , ciò equivale ancora a miliardi e miliardi di tonnellate di gas che intrappola il calore. Ad esempio, solo nel 2019, gli esseri umani hanno scaricato [36,44 miliardi di tonnellate](#) di CO₂ nell'atmosfera, dove rimarranno per centinaia di anni. Quindi ci sono un sacco di molecole di CO₂ per fornire una coperta che intrappola il calore attraverso l'intera atmosfera.

Inoltre, "tracce di una sostanza possono avere un grande impatto su un sistema", spiega Smerdon. [Prendendo in prestito un'analogia](#) dal professore di meteorologia della Penn State David Titley, Smerdon ha affermato che "Se qualcuno della mia taglia beve due birre, il mio contenuto di alcol nel sangue sarà di circa lo 0,04%. Questo è giusto quando il corpo umano inizia a sentire gli effetti dell'alcol". I conducenti commerciali con un tasso di alcol nel sangue dello 0,04% possono essere condannati per guida in stato di ebbrezza.

"Allo stesso modo, non ci vuole così tanto cianuro per avvelenare una persona", aggiunge Smerdon. "Ha a che fare con il modo in cui quella sostanza specifica interagisce con il sistema più ampio e cosa fa per influenzare quel sistema".

Nel caso dei gas serra, la temperatura del pianeta è un equilibrio tra quanta energia entra rispetto a quanta energia esce. In definitiva, qualsiasi aumento della quantità di intrappolamento del calore significa che la superficie terrestre diventa più calda. (Per

una discussione più avanzata sulla termodinamica coinvolta, dai un'occhiata a [questa pagina della NASA](#) .)

Se c'è più acqua che CO₂ nell'atmosfera, come facciamo a sapere che l'acqua non è la causa del cambiamento climatico?

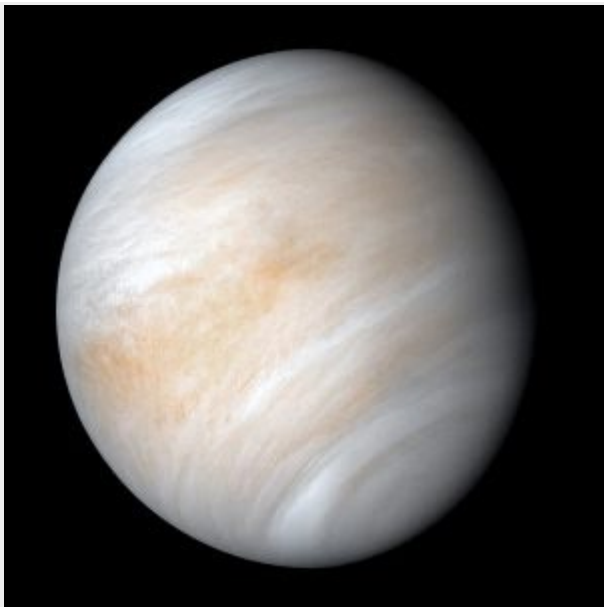
L'acqua è davvero un gas serra. Assorbe e riemette la radiazione infrarossa, e quindi rende il pianeta più caldo. Tuttavia, Smerdon afferma che la quantità di vapore acqueo nell'atmosfera è una conseguenza del riscaldamento piuttosto che una forza trainante, perché l'aria più calda trattiene più acqua.

"Lo sappiamo a livello stagionale", spiega. "In genere è più secco in inverno quando l'atmosfera locale è più fredda, ed è più umido in estate quando fa più caldo".

Man mano che l'anidride carbonica e altri gas serra riscaldano il pianeta, più acqua evapora nell'atmosfera, che a sua volta aumenta ulteriormente la temperatura. Tuttavia, un ipotetico cattivo non sarebbe in grado di esacerbare il cambiamento climatico cercando di pompare più vapore acqueo nell'atmosfera, afferma Smerdon. "Pioverebbe tutto perché la temperatura determina quanta umidità può effettivamente essere trattenuta dall'atmosfera".

Allo stesso modo, non ha senso cercare di rimuovere il vapore acqueo dall'atmosfera, perché l'evaporazione naturale, guidata dalla temperatura, dalle piante e dai corpi idrici lo sostituirebbe immediatamente. Per ridurre il vapore acqueo nell'atmosfera, dobbiamo abbassare le temperature globali riducendo altri gas serra.

Se Venere ha un'atmosfera composta al 95% di CO₂, non dovrebbe essere molto più calda della Terra?



Spesse nubi di acido solforico circondano Venere e impediscono al 75% della luce solare di raggiungere la superficie del pianeta. Senza queste nuvole, Venere sarebbe ancora più calda di quanto non sia già. Credito: [NASA](#)

La concentrazione di CO₂ nell'atmosfera di Venere è circa 2.400 volte superiore a quella della Terra. Eppure la temperatura media di Venere è solo circa 15 volte superiore. Cosa dà?

È interessante notare che parte della risposta ha a che fare con il vapore acqueo. Secondo Smerdon, gli scienziati pensano che molto tempo fa Venere abbia sperimentato un effetto serra incontrollato che ha fatto evaporare quasi tutta l'acqua del pianeta - e il vapore acqueo, ricorda, è anche un gas che intrappola il calore.

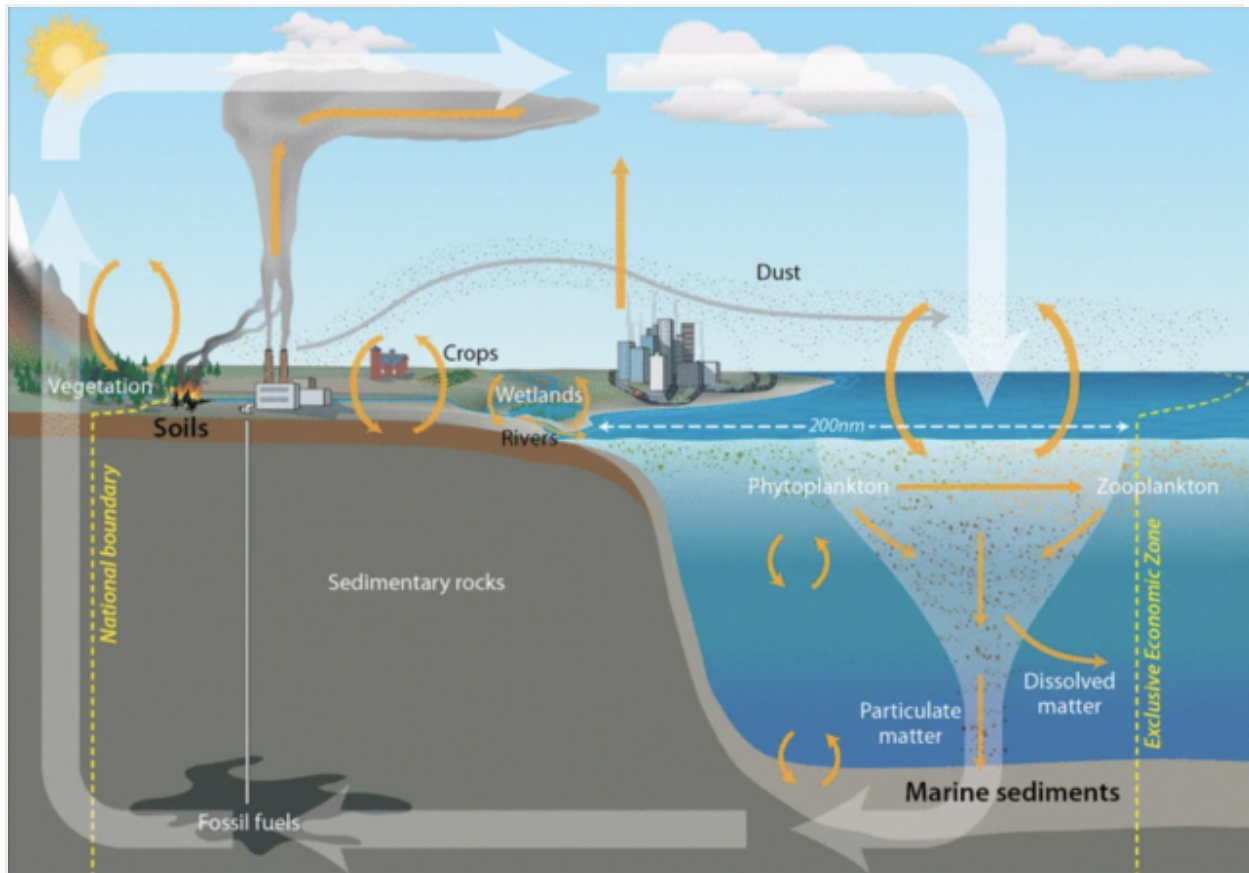
"Non ha vapore acqueo nella sua atmosfera, il che è un fattore importante", afferma Smerdon. "E poi l'altro fattore importante è che Venere ha tutte queste pazze nuvole di acido solforico".

In alto nell'atmosfera di Venere, ha spiegato, le nuvole di acido solforico bloccano circa il 75% della luce solare in arrivo. Ciò significa che la stragrande maggioranza della luce solare non ha mai la possibilità di raggiungere la superficie del pianeta, tornare nell'atmosfera come energia infrarossa e rimanere intrappolata da tutta quella CO₂ nell'atmosfera.

Le piante, l'oceano e il suolo non assorbono semplicemente tutta la CO₂ in eccesso?

Alla fine... tra diverse migliaia di anni o giù di lì.

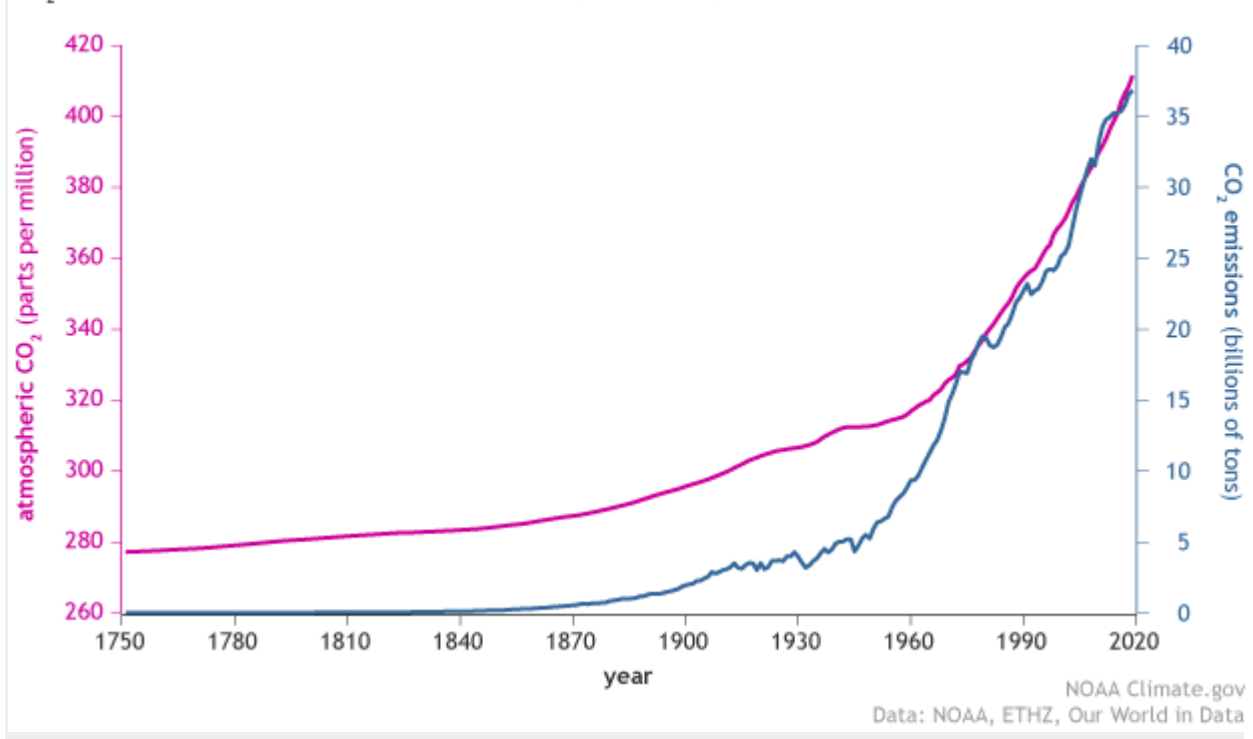
Le piante, gli oceani e il suolo sono serbatoi naturali di carbonio: rimuovono parte dell'anidride carbonica dall'atmosfera e la immagazzinano nel sottosuolo, sott'acqua o nelle radici e nei tronchi degli alberi. Senza l'attività umana, le grandi quantità di carbonio nei depositi di carbone, petrolio e gas naturale sarebbero rimaste immagazzinate nel sottosuolo e per lo più separate dal resto del ciclo del carbonio. Ma bruciando questi combustibili fossili, gli umani stanno aggiungendo molto più carbonio nell'atmosfera e nell'oceano, e i pozzi di carbonio non funzionano abbastanza velocemente per ripulire il nostro casino.



Un diagramma semplificato che mostra il ciclo del carbonio. Credito: [Jack Cook/Woods Hole Oceanographic Institution](#)

È come innaffiare il tuo giardino con una manichetta antincendio. Anche se le piante assorbono acqua, possono farlo solo a una velocità prestabilita e, se continui a far funzionare la manichetta antincendio, il tuo giardino si allagherà. Attualmente la nostra atmosfera e il nostro oceano sono inondati di CO₂, e possiamo vedere che i pozzi di carbonio non possono tenere il passo perché le concentrazioni di CO₂ nell'atmosfera e negli oceani stanno [aumentando rapidamente](#).

CO₂ in the atmosphere and annual emissions (1750-2019)

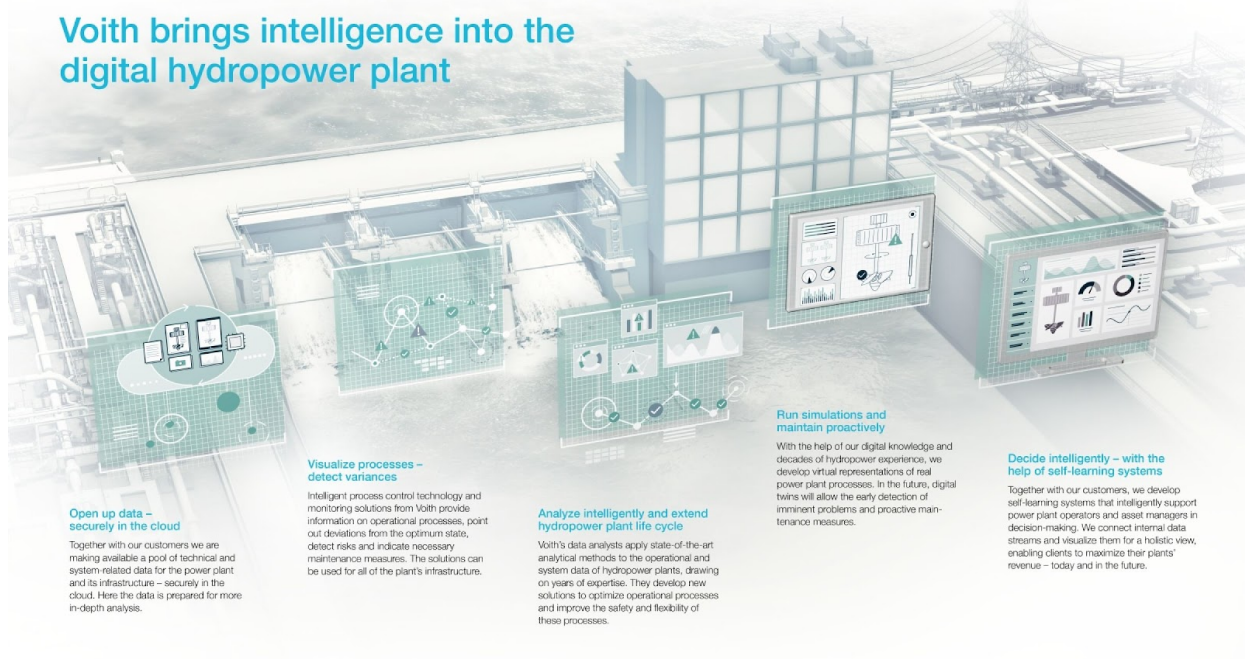


La quantità di anidride carbonica nell'atmosfera (linea lampone) è aumentata insieme alle emissioni umane (linea blu) dall'inizio della rivoluzione industriale nel 1750. Credito: [NOAA Climate.gov](#)

Sfortunatamente, non abbiamo migliaia di anni per aspettare che la natura assorba l'inondazione di CO₂. A quel punto, miliardi di persone avrebbero sofferto e sarebbero morte per gli impatti del cambiamento climatico; ci sarebbero estinzioni di massa e il nostro bellissimo pianeta diventerebbe irriconoscibile. Possiamo evitare gran parte di questi danni e sofferenze attraverso una combinazione di [decarbonizzazione del](#) nostro approvvigionamento energetico, [estrazione di CO₂ dall'atmosfera](#) e sviluppo di modi più sostenibili di prosperare.

5 passaggi fondamentali per l'energia idroelettrica

intelligente PHS.



Fase 1: aprire i dati – in modo sicuro nel cloud

Voith, insieme ai suoi clienti, mette a disposizione in sicurezza nel cloud un pool di dati tecnici e di sistema per la centrale e la sua infrastruttura. Qui i dati vengono preparati per un'analisi più approfondita. Fase 2: visualizzare i processi – rilevare le variazioni

La tecnologia intelligente di controllo dei processi e le soluzioni di monitoraggio di Voith forniscono informazioni sui processi operativi, segnalano deviazioni dallo stato ottimale, rilevano i rischi e indicano le misure di manutenzione necessarie. Le soluzioni possono essere utilizzate in tutta l'infrastruttura dell'impianto.

Fase 3: Analizzare in modo intelligente ed estendere la durata di servizio
Gli analisti di dati di Voith applicano metodi analitici all'avanguardia ai dati operativi e di sistema delle centrali idroelettriche, avvalendosi di anni di esperienza. Sviluppano nuove soluzioni per ottimizzare i processi operativi e migliorare la sicurezza e la flessibilità di questi processi. Fase 4: Esegui simulazioni e gestisci in modo proattivo

Con l'aiuto delle nostre conoscenze digitali e specifiche del settore, sviluppiamo rappresentazioni virtuali dei processi reali delle centrali elettriche. Questi consentono di rilevare i problemi in anticipo e di adottare misure di manutenzione proattive. Fase 5: Dedurre azioni – massimizzare le entrate
Insieme ai nostri clienti, sviluppiamo sistemi di autoapprendimento che supportano in modo intelligente gli operatori delle centrali elettriche nelle decisioni strategiche.

Connettiamo i flussi di dati interni e li visualizziamo per una visione olistica, consentendo ai clienti di massimizzare le entrate dei loro impianti.

Affinché la tecnologia pompaggi possa dare il suo contributo essenziale alle strategie climatiche ed energetiche dei prossimi anni, Caffese P.L. raccomanda una combinazione di diverse misure: l'ottimizzazione e l'ampliamento degli impianti esistenti, l'approfondimento di un'espansione rispettosa dell'ambiente, in particolare l'energia idrica di stoccaggio nel processo partecipativo e sulla base di uno schema di priorità secondo criteri di sostenibilità, accompagnando la ricerca e la pianificazione a lungo termine, poiché le estensioni o la nuova costruzione di centrali idroelettriche più grandi di solito richiedevano in Italia più di 15 anni mentre possiamo costruire per 960 TWh in 3 anni ed arrivare a 3.000 TWh in Italia entro 2030. Il precedente modello di business che prevedeva il riempimento notturno dell'impianto di stoccaggio con elettricità notturna a basso costo proveniente da centrali nucleari EDF non era tra i sistemi ecocompatibili e la vendita di energia di punta durante il giorno, utilizzava circa il 20%, non più. Nelle giornate di sole c'è un eccesso di energia solare e l'elettricità immagazzinata non può essere venduta. L'energia eolica si verifica o meno. Ciò significa un utilizzo significativamente inferiore e quindi nessun profitto operativo. Caffese ha innovato senza energia nucleare ma aumentando i volumi giornalieri di acqua da lavorare, desalinizzandola.

Con una quota crescente di fonti energetiche rinnovabili intermittenti, la stabilità della rete può essere mantenuta e la flessibilità migliorata, applicando l'accumulo di energia idroelettrica pompata. ALPHEUS migliorerà la tecnologia pompa/turbina reversibile (RPT) e le strutture civili adiacenti necessarie per rendere economicamente fattibile lo stoccaggio idroelettrico pompato in mari poco profondi e in ambienti costieri con topografia piatta. Verranno prese in considerazione tre tecnologie promettenti:

- Elica controrotante a velocità variabile azionata dall'albero RPT – evitare le palette di guida in un dispositivo a due vie migliora l'efficienza complessiva;

- Elica controrotante a velocità variabile guidata dal cerchione RPT – la configurazione guidata dal cerchione evita la complessità di un assemblaggio dell'albero, diminuendo il rumore, le vibrazioni, i tempi di commutazione e i costi di manutenzione;
- RPT a spostamento positivo: tecnologia a basso costo e adatta ai pesci, resistente all'acqua di mare.

ALPHEUS pianifica lo sviluppo graduale, partendo dalla convalida delle ipotesi attuali in laboratorio e ottimizzando l'efficienza con simulazioni numeriche. Sulla base dei risultati, verranno scelte due di queste tecnologie e verrà dimostrata la funzionalità per modelli funzionanti in circostanze realistiche. Infine, verrà fornita una valutazione ragionata e quantificata di queste due tecnologie per un ulteriore sviluppo in un prototipo su vasta scala.

Combinando l'attuale stato dell'arte e le competenze dei partner, ALPHEUS prevede di raggiungere un'efficienza RPT di andata e ritorno da 0,7 a 0,8. Verranno affrontate le resistenze a fatica degli impianti meccanici e civili, che si verificano con il passaggio dalla modalità di pompaggio a quella di turbina entro 90-120 secondi. ALPHEUS affronterà gli aspetti ambientali, tra cui la compatibilità con i pesci, il paesaggio e l'uso del territorio, giustapposti alla capacità dell'accumulo idroelettrico decentralizzato di pompaggio di stabilizzare la rete su una serie di tempi e quindi consentire una maggiore penetrazione delle forniture di energia rinnovabile intermittente. Ciò si tradurrà in una metodologia per valutare i potenziali siti per l'accumulo di energia pompata a bassa e ultra bassa prevalenza.

novembre gli occhi del mondo si sono concentrati con disattesa verso il Regno Unito e la 26a Conferenza delle Parti delle Nazioni Unite (COP26). Il tanto atteso vertice sta unendo più di 200 parti interessate, dai governi nazionali e le imprese alle ONG, per accelerare l'azione verso il raggiungimento degli obiettivi della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici del 1992 e dell'Accordo di Parigi del 2015.

La missione dell'IHA a Glasgow è duplice: in primo luogo, presentare la Dichiarazione di San José sull'energia idroelettrica sostenibile, una recente dichiarazione pubblicata alla conclusione del Congresso mondiale sull'energia idroelettrica su come l'industria può promuovere il ruolo dell'energia idroelettrica sostenibile in un futuro energetico pulito e aiutare il mondo a raggiungere i suoi obiettivi climatici. In secondo luogo, Rich ei suoi colleghi sperano di lanciare un campanello d'allarme ai loro colleghi delegati, in particolare ai rappresentanti del governo, sottolineando la necessità di un'azione urgente e collaborativa per conto di tutte le parti interessate al fine di raggiungere lo zero netto.

"La COP26 non riguarda solo la promozione dell'IHA, o anche l'industria idroelettrica: sta davvero cercando di vedere come possiamo essere parte di uno sforzo collettivo per affrontare il cambiamento climatico", afferma. "L'energia idroelettrica sostenibile – e con questo intendiamo energia idroelettrica pulita, verde, moderna e conveniente – deve essere parte di quel viaggio.

"Dobbiamo prendere coscienza del fatto che se ci concentriamo solo sull'eolico e sul solare senza pensare all'energia di riserva, la transizione energetica si fermerà proprio nel momento in cui dovrebbe accelerare".

Stoccaggio, flessibilità e impatto ambientale

Rich si riferisce alla capacità di immagazzinare energia sotto forma di acqua, che può essere pompata nel serbatoio quando è disponibile elettricità in eccesso, quindi rilasciata su richiesta per generare energia dove e quando è richiesta. I dati dell'IHA mostrano che l'energia idroelettrica con pompaggio fornisce il 94% dell'accumulatore mondiale delle batterie, rendendolo un partner prezioso per l'energia eolica e solare più variabile.

Per questi motivi, è probabile che l'energia idroelettrica rinnovabile subirà un cambiamento qualitativo nei prossimi decenni. Sebbene continuerà a fornire elettricità a basso costo e carico di base in molti mercati - l'energia idroelettrica rimane di gran lunga la più grande fonte di elettricità rinnovabile, fornendo circa il 16% dell'energia globale nel 2019 - sarà sempre più apprezzata per la sua flessibilità e fornirà un supporto essenziale al enorme crescita delle rinnovabili alternative come l'eolico e il solare, necessaria per limitare il riscaldamento globale.

Come sottolinea Rich, nel Regno Unito i prezzi minimi e i prezzi garantiti sono due dei meccanismi che sono stati impiegati con un certo successo per incentivare le utility a fornire storage e flessibilità. "Non c'è nessun concorso di bellezza in corso tra le rinnovabili, abbiamo bisogno di più di tutte", afferma Rich. "Mi piacerebbe vedere più vento e solare, e più idrogeno verde, entrare nel sistema". Il potenziale dell'energia idroelettrica per supportare la produzione di idrogeno verde e altre fonti pulite è uno dei punti chiave della Dichiarazione di San José, il cui obiettivo, per parafrasare Rich, "è ripristinare le politiche, le pratiche e le percezioni del settore", compreso il suo controverso registro ambientale. La CO₂ causata dal disboscamento delle foreste per far posto alle dighe, il rilascio di metano dalla vegetazione in fermentazione nei serbatoi e i danni causati dalle inondazioni agli ecosistemi durante la creazione di serbatoi per generare elettricità negli impianti idroelettrici di stoccaggio e pompaggio sono solo alcune delle critiche mosse al settore, così come lo spostamento forzato delle comunità per far posto agli impianti idroelettrici.

/ Il punto chiave della Dichiarazione di San José è che, in futuro, l'unica energia idroelettrica accettabile è l'energia idroelettrica

sostenibile. / "La grande idroelettrica ha un problema di percezione", concorda Rich. "Grande o piccolo, per me, il punto chiave della Dichiarazione di San José è che, andando avanti, l'unica energia idroelettrica accettabile è l'energia idroelettrica sostenibile." La Dichiarazione di San José, ad esempio, include impegni a non sviluppare nuova energia idroelettrica nei siti Patrimonio dell'Umanità, costruzioni nette positive in aree protette e revisioni di disattivazione se gli impianti non forniscono più benefici alla società. Come industria, abbiamo anche sviluppato una serie di solide linee guida sugli aspetti ambientali, sociali e di governance (ESG) che ci consentono di valutare ogni progetto rispetto alle migliori pratiche internazionali, che hanno portato al lancio il mese scorso di uno standard valutato in modo indipendente da un'ampia coalizione della società civile, dell'industria, del governo e delle istituzioni finanziarie. "Ciò significa che i progetti idroelettrici si qualificheranno per il finanziamento di obbligazioni verdi, il che invia un segnale importante al

mercato più ampio che l'energia idroelettrica rappresenta un investimento sostenibile a lungo termine".



Il progetto Teesta-V di NHPC in India ha ricevuto l'IHA Blue Planet Prize al World Hydropower Congress.

Credito:Immagine per gentile concessione di IHA

Raddoppiare la capacità idroelettrica entro il 2030

Sul tema chiave dell'impronta di carbonio dei progetti idroelettrici, IHA [afferma che l'](#)energia idroelettrica ha contribuito a ridurre le emissioni globali dei combustibili fossili e dell'industria su vasta scala. Questi sarebbero significativamente più alti se l'elettricità proveniente dall'energia idroelettrica fosse stata fornita dal carbone.

"Sostituire l'energia idroelettrica esistente con la produzione a carbone comporterebbe il rilascio di fino a quattro miliardi di tonnellate in più di gas serra ogni anno, con un aumento di circa il 10%", afferma Rich. L'AIE sottolinea nel suo rapporto "Net Zero entro il 2050" del 2021 che la capacità idroelettrica globale deve almeno raddoppiare (a circa 2.600 GW) entro il 2050 per aiutare a limitare l'aumento della temperatura globale a 1,5 ° C. Lo fa eco l'Agenzia internazionale per le energie rinnovabili, che chiede anche che la capacità installata sia più che raddoppiata entro la metà del secolo. Rich afferma che il retrofit di siti dismessi e l'ibridazione possono aiutare a far sì che ciò

accada./Molto dell'aumento della futura capacità idroelettrica può essere ottenuto attraverso la modernizzazione, l'ammodernamento delle dighe e una maggiore ibridazione. /

"Gran parte dell'aumento della futura capacità idroelettrica può essere ottenuto attraverso la modernizzazione, l'ammodernamento delle dighe e una maggiore ibridazione, che comportano a malapena ulteriori emissioni", afferma. Va anche notato che la maggior parte delle dighe in tutto il mondo – circa il 78%, secondo Rich – non sono utilizzate per l'energia idroelettrica, ma per immagazzinare acqua o come protezione dalle inondazioni. Negli Stati Uniti, questa cifra è vicina al 97%. "Inoltre, molte centrali elettriche esistenti hanno più di 30 anni e tutti i tipi di miglioramenti elettrici, meccanici e di digitalizzazione che prevediamo faranno una differenza sostanziale in termini di capacità", afferma. "Inoltre, l'Australian National University ha identificato 600.000 siti globalmente adatti per siti idroelettrici con pompaggio al largo del fiume [che non richiedono dighe di fiumi né influiscono sugli ecosistemi acquatici]".

Nuove prospettive, soluzioni olistiche

Concludiamo dove abbiamo iniziato, con la COP26. Quali aspettative ha l'IHA per la conferenza?

"In questo momento, le politiche ei mercati premiano la generazione di energia; non ricompensano le cose che rendono la nostra rete flessibile, equilibrata e ci impediscono di avere blackout", afferma Rich. "Pertanto, è molto importante che i responsabili delle politiche adottino un approccio olistico alla fornitura di energia, sotto forma di obiettivi che supportino e incorporino una generazione di elettricità pulita e flessibile, compresa l'energia idroelettrica sostenibile.

"IHA vorrebbe anche vedere altro supporto appropriato sotto forma di sgravi fiscali o prestiti agevolati per garantire la bancabilità dei progetti, oltre a semplificare il processo di approvazione. Al momento ci vogliono dai sette ai dieci anni per costruire una centrale idroelettrica, ma solo da due a tre per costruire una centrale a gas, il che significa che i governi sono più propensi a scegliere quest'ultima, soprattutto durante un ciclo elettorale". / **È necessario pianificare a lungo**

termine, altrimenti dovremo affrontare blackout o un ritorno ai

combustibili fossili. /L'ultimo punto di Rich affronta la minaccia esistenziale posta dal cambiamento climatico e l'importanza della pianificazione a lungo termine che dia priorità alla generazione rinnovabile, alla stabilità della rete e alla sicurezza dell'approvvigionamento.

"Gli ultimi dati del Gruppo intergovernativo di esperti sui cambiamenti climatici ci dicono che il mondo è in allerta rossa", afferma. "Il nostro messaggio centrale ai governi e alle imprese è quindi questo: è necessario pianificare a lungo termine, compreso lo stoccaggio di energia a lungo termine; in caso contrario, affronteremo blackout o un ritorno ai combustibili fossili".

.È così che funziona il pompaggio in Italia.

Se un generatore è azionato da una turbina, genera elettricità. Se invece il generatore è alimentato da elettricità, funziona come un motore e può azionare una pompa. Questa proprietà è utilizzata negli impianti di stoccaggio con pompaggio. Sono utilizzati per immagazzinare energia elettrica. Per fare ciò, l'acqua viene pompata da un serbatoio in un lago più alto. Quest'acqua può essere successivamente convogliata verso il basso e azionare le turbine. Le centrali elettriche ad accumulo di pompaggio possono immagazzinare elettricità nei periodi in cui l'energia elettrica è abbondantemente disponibile. Quando i picchi di richiesta sono elevati, possono offrire nuovamente l'elettricità facendo turbinare l'acqua pompata. Per questo motivo, un impianto di accumulo con pompaggio viene anche chiamato energia di picco. In considerazione del suo rendimento in quanto l'energia assorbita viene solo parzialmente recuperata, Caffese ha aumentato i volumi d'acqua da lavorare introducendo la desalinizzazione e la connessione mare-invasi-fiumi dietro l'Appennino che mediamente ha un dislivello di 600 metri. La redditività di una centrale elettrica ad accumulo di pompaggio una volta derivava principalmente dalle differenze di prezzo sul mercato dell'energia elettrica tra i diversi momenti, mentre oggi i TWh elettrici da pompaggi, sono la materia prima sostitutiva di petrolio e gas. Caffese in Italia ha innovato i progetti di impianti di accumulo di pompaggio, ovvero accumulo di pura energia idraulica. Ovviamente c'è ancora molto potenziale in Italia usando i fiumi e gli invasi vuoti e riempiendo anche con acqua desalinizzata. Per dirla semplicemente, tutto ciò di cui hai bisogno è un sito con un dislivello significativo, un "po'" di spazio sopra per l'impianto di stoccaggio di alto livello e un po' di spazio sotto per la centrale elettrica (e possibilmente un ulteriore basso- deposito a livello). Una volta che l'impianto è stato riempito, l'acqua può circolare in circolo e, a parte l'evaporazione e le infiltrazioni del serbatoio di accumulo, non è necessaria acqua aggiuntiva. Una tale centrale elettrica ha anche un impatto minimo su flora e fauna. L'unica domanda che si pone è se si approva l'invasione strutturale della natura. In ogni caso, una tale centrale di accumulo è una struttura molto utile per immagazzinare temporaneamente energia eolica e solare. Il problema, tuttavia, sono le centrali elettriche che utilizzano esclusivamente o prevalentemente acqua di flusso. Nelle Alpi, la maggior parte di questi sono alimentati con l'acqua di disgelo dei ghiacciai. A breve termine, tali centrali elettriche sono estremamente redditizie perché la quantità di acqua

di fusione è attualmente elevata e non costa nulla (nessuna centrale eolica o solare). Ma sappiamo come stanno andando i ghiacciai e probabilmente avremo ancora bisogno di elettricità pompaggi tra 50 e 150 anni e di notte con quella stessa elettricità prodotta da pompaggi. L'importante prerequisito è che gli stati smettano di pensare solo a livello nazionale al loro sistema energetico, ha detto Jahn. "Invece di fare di tutto per spostare grandi quantità di energia eolica offshore in Baviera, avrebbe molto più senso per la Baviera ottenere energia idroelettrica pompaggi dall'Italia e Austria", ha affermato. L'intera idea di collegare i parchi pompaggi con vie d'acqua (es. Po-Mincio-Lago di Garda-Adige-Isarco-Inn-Donau) in connessione con parchi eolici offshore al sistema elettrico dovrebbe essere affrontata da un punto di vista europeo, ha affermato, collegando questi hub energetici offshore nel Mare Ligure-Adriatico con i sistemi energetici di diversi paesi, invece di costruire connessioni a linea singola a un paese per parco eolico. Le cose si stanno muovendo su questo anche a livello europeo. La Commissione europea ha [pubblicato la sua strategia offshore](#) alla fine del 2020 e proporrà un quadro per la pianificazione della rete offshore a lungo termine, coinvolgendo le autorità di regolamentazione e gli Stati membri in ciascun bacino fluviale e marittimo.

Pompaggi alpini, innevare il ghiacciaio dello Stelvio (vedi progetto).

Costruzione stazione di pompaggio Terna Energy a ottobre

Terna Energy ha preso la decisione finale di investimento, del valore di 500 milioni di euro, sullo sviluppo di un complesso di stazioni di pompaggio ad Amfilohia, nel nord-ovest della Grecia, la cui costruzione dovrebbe iniziare a ottobre e essere completata entro quattro anni, il direttore dei progetti idroelettrici della società, Yioula Tsiknakou, ha informato un seminario online IENE sull'accumulo di energia.

Il complesso è previsto per generare un totale di 816 GWh, annualmente, e offrire una capacità installata totale di 680 MW (produzione) e 730 MW (pompaggio).

Consisterà di due serbatoi superiori indipendenti, Agios Georgios e Pyrgos, con rispettive capacità di circa 5 e 2 milioni di metri cubi, e l'esistente serbatoio inferiore comune dell'azienda elettrica PPC, il lago Kastraki, sviluppato nel 1960.

Si prevede che oltre il 70% dei fondi dell'investimento provverrà dal mercato greco.

La sua costruzione dovrebbe creare circa 1.200 posti di lavoro, mentre una forza lavoro di 100 membri sarà impiegata una volta che l'unità sarà operativa.

Le stazioni di pompaggio sono la forma di tecnologia più appropriata per lo stoccaggio di energia di massa, ha dichiarato al workshop IENE Tsiknakou, funzionario di Terna Energy.

Le stazioni di accumulo di pompaggio sono oggi la soluzione di accumulo di energia di massa più diffusa, rappresentando oltre il 94 per cento della capacità di accumulo di energia installata e offrendo una capacità totale di 161 GW in tutto il mondo.

Vogliamo togliere le alluvioni e rendere i pompaggi strumento anti alluvione per la ricostruzione sostenibile e adattata al clima.

Proponiamo ai tedeschi colpiti da alluvioni e alle 10 Regioni del Nord Italia inclusa acqua alta a Venezia, il sistema pompaggi antialluvioni.

BMBF avvia un'iniziativa per il supporto scientifico della costruzione nelle aree alluvionali del Nord Reno-Westfalia e Renania-Palatinato. Gli ingenti danni alle infrastrutture, agli edifici e alla salute pongono grandi sfide alle regioni del Nord Reno-Westfalia e della Renania-Palatinato, particolarmente colpite dalle inondazioni del luglio 2021. Un comitato consultivo scientifico sosterrà questo. Il BMBF mette a disposizione circa cinque milioni di euro dei fondi di bilancio per il comitato e per i progetti di ricerca in modo che la ricostruzione con il supporto scientifico possa essere eseguita in modo ottimale e orientato al futuro. "Non stiamo lasciando le regioni colpite da sole nella ricostruzione. Contribuiremo a garantire che l'infrastruttura sia migliore dopo la ricostruzione rispetto a prima. La ricostruzione offre l'opportunità di rendere le regioni sostenibili e resilienti al clima, in modo che le persone possano vivere di nuovo bene e in sicurezza. Il nostro obiettivo deve essere che le regioni siano più resistenti alle condizioni meteorologiche estreme e ad altre conseguenze del cambiamento climatico in futuro. Per fare questo ci affidiamo anche alla ricerca e all'innovazione. In un'iniziativa unica, stiamo unendo la nostra esperienza di 15 anni di ricerca e portandola alla ricostruzione delle aree alluvionali. A tal fine, abbiamo istituito un comitato scientifico consultivo composto da esperti di primo piano, ad esempio della ricerca sul clima e sull'adattamento e della pianificazione urbana. Il comitato lavorerà a stretto contatto con i due stati federali e fornirà consulenza ai comuni colpiti, ai cittadini e alle aziende nelle aree alluvionali. Per me è particolarmente importante che le questioni centrali delle regioni siano riprese e diventino parte del processo. Conto su di noi per passare dalla conoscenza all'azione nel modo più rapido ed efficace". "In considerazione dei danni inimmaginabili che l'alluvione ha causato in Renania-Palatinato e in particolare nella Valle dell'Ahr, ci troviamo di fronte alla sfida di ricostruire le case delle persone molto rapidamente e allo stesso tempo in modo adeguato alle inondazioni. I governi federale e statale stanno mettendo a disposizione per questo un totale di 30 miliardi di euro in un atto di grande solidarietà, ed è stato promesso anche il sostegno personale del governo federale. Il fatto che il governo statale e federale stiano lavorando fianco a fianco per fornire supporto scientifico alla ricostruzione è un ottimo segnale per le regioni colpite. Qui è necessaria ogni tipo di competenza", afferma il commissario per la ricostruzione dello stato della Renania-Palatinato, il segretario di Stato Nicole Steingäß. Ina Scharrenbach, ministro dell'interno, degli affari locali, dell'edilizia e delle pari opportunità per lo Stato del Nord Reno-Westfalia: "Non c'è mai stato un disastro naturale paragonabile nel Nord Reno-Westfalia e non c'è mai stata una ricostruzione paragonabile. In tempi record, offriamo aiuto alle persone colpite e ricostruiamo ciò che le inondazioni e le forti piogge ci hanno portato via. In collaborazione con il supporto scientifico del governo federale, ora ci assicuriamo congiuntamente che le nostre città e i nostri comuni siano meglio protetti da futuri eventi meteorologici estremi. Vogliamo tornare al futuro con la ricostruzione. Sarà opportuno, ad esempio, considerare immediatamente la protezione dalle inondazioni per i nuovi edifici. Con l'iniziativa del governo federale, abbiamo un partner importante che ci accompagna in questo percorso. "Ursula Heinen-Esser, ministro dell'Ambiente dello Stato del Nord Reno-Westfalia, sottolinea: "La priorità assoluta ora deve essere la ricostruzione a prova di clima e le prospettive future. A tal fine, le necessarie conseguenze della catastrofe delle inondazioni devono essere analizzate in modo completo, soprattutto in vista

dell'aumento degli estremi meteorologici nel cambiamento climatico. Devono essere considerate le questioni relative alla gestione dell'acqua e alla protezione dalle inondazioni, nonché tutti gli usi del suolo e le possibilità per rafforzare l'infrastruttura verde. Per poter sfruttare al meglio il potenziale di protezione dalle inondazioni e di adattamento climatico, l'elaborazione e l'analisi interdisciplinari sono particolarmente importanti".sfondoQuesta iniziativa del BMBF è finanziariamente indipendente dai fondi per la ricostruzione forniti dai governi federale e statale. In questo organismo consultivo scientifico ad hoc lavorano insieme ricercatori di diverse istituzioni e discipline. Combinano competenze nei settori della pianificazione urbana e territoriale, idrologia, ingegneria e gestione idraulica, tecnologia degli edifici, rischi naturali e ambientali, innovazione e ricerca sui sistemi. Il geografo e pianificatore territoriale Prof. Dr.-Ing. Jörn Birkmann dell'Università di Stoccarda e un esperto in gestione dell'acqua, il Prof. Dr.-Ing. Holger Schüttrumpf di RWTH Aquisgrana. Inoltre, l'iniziativa è interconnessa con altri progetti di finanziamento BMBF, come B. con un progetto di ricerca sulla sicurezza civile avviato, in cui vengono affrontate questioni di previsione del rischio, comunicazione del rischio e gestione del rischio e delle catastrofi utilizzando l'esempio delle alluvioni del luglio 2021. Sulla base dei risultati della ricerca ottenuti, dovrebbero essere identificate le potenzialità di miglioramento per possibili crisi future, che dovrebbero essere implementate in prospettiva dagli attori interessati come le organizzazioni umanitarie, le autorità con compiti di sicurezza, ma anche i cittadini. È previsto che i risultati possano essere trasferiti anche ad altre regioni e altri scenari di crisi. Inoltre, BMBF sta finanziando il progetto NEILA nell'ambito della misura "Stadt-Land-Plus", che ricerca la gestione sostenibile e intercomunale del territorio nella regione di Ahrweiler / Bonn / Rhein-Sieg, nonché altri progetti del "Climate resilienza attraverso l'azione nella città e nella regione" "E" RegIKlim "della strategia BMBF 'Ricerca per la sostenibilità' (FONA).

La Germania può raggiungere il suo obiettivo di neutralità climatica entro il 2045, ma enormi compiti come la massiccia espansione delle energie rinnovabili e la trasformazione di intere industrie devono essere avviati il più rapidamente possibile dal prossimo governo del paese, ha affermato l'Agenzia tedesca per l'energia (dena). Un rapporto completo sulla neutralità climatica - scritto con il contributo di un ampio gruppo di ricercatori, rappresentanti delle imprese e della società civile - ha mostrato che entro il 2030 l'energia a carbone dovrebbe essere in gran parte eliminata dal mercato e più di 9 milioni di auto esclusivamente elettriche devono essere accese Le strade della Germania. Un rapporto separato della divisione di ricerca dell'istituto bancario di proprietà del governo KfW ha affermato che la neutralità climatica entro la metà del secolo richiede investimenti aggiuntivi di 1,9 trilioni di euro da fondi pubblici e privati. Così ha affermato il capo dell'Agenzia tedesca per l'energia ([dena](#)) Andreas Kuhlmann alla [presentazione del suo ultimo rapporto](#) .Per raggiungere l'obiettivo, la Germania deve aumentare significativamente l'efficienza energetica , espandere l'uso diretto di energia rinnovabile in gran parte attraverso

l'elettrificazione, lanciare combustibili sintetici rispettosi del clima come l'idrogeno verde e concentrarsi sui pozzi di CO2 naturali e tecnologici. Sono necessari "sforzi massicci" in tutti i settori economici, ha affermato [dena](#). Il rapporto mira a mostrare come possono essere raggiunti gli obiettivi di settore nel 2030 e la neutralità climatica nel 2045, quali fonti e tecnologie energetiche sono necessarie in quali quantità, nonché i cambiamenti di trasformazione necessari per raggiungerli. Descrive 84 compiti in dieci aree chiave. "Ogni singolo compito è fattibile", ha detto il capo di [dena](#) Andreas Kuhlmann in una conferenza stampa. Tuttavia, "l'orchestrazione simultanea è un compito enorme". Ha invitato il prossimo governo tedesco a creare "nuovo slancio nella politica energetica e climatica" e ha affermato che i colloqui di coalizione devono essere rapidi. Le parti hanno dovuto chiudere presto i colloqui per "mettersi rapidamente in gioco e contribuire a plasmare le cose" anche a livello europeo. Il rapporto è stato pubblicato lo stesso giorno in cui il vincitore delle elezioni [SPD](#), il [Partito dei Verdi](#) e l'[FDP](#) pro-business si sono incontrati per la prima volta per colloqui a tre per sondare le possibilità di un'alleanza di governo. La co-leader del [Partito Verde](#) Annalena Baerbock ha [chiesto](#) rapidi colloqui di coalizione per rendere il prossimo governo tedesco un "governo per il clima". **Gli**

obiettivi annuali di riduzione dei gas serra specifici del settore della Germania per gli anni a venire quasi certamente non saranno raggiunti.^A

seguito di [una storica sentenza della Corte costituzionale](#), il governo tedesco uscente dei conservatori della cancelliera Angela Merkel e [dell'SPD aveva concordato di introdurre obiettivi di riduzione dei gas serra più rigorosi per i prossimi decenni e di portare avanti l'obiettivo della neutralità climatica al](#)

2045 . Non è chiaro se un nuovo governo introdurrà obiettivi ancora più ambiziosi, ma il **Partito dei Verdi** ha affermato che con la giusta politica la Germania potrebbe raggiungere la neutralità climatica entro 20 anni. Il rapporto **dena** è uno sforzo multi-stakeholder che ha richiesto 17 mesi per essere completato, ha affermato Kuhlmann. Dieci istituti scientifici hanno contribuito con la loro esperienza, oltre a 70 aziende e un comitato consultivo di 45 membri con esperti di scienza, politica e società. Nella fase di preparazione, il rapporto **era stato criticato** per aver ricevuto sostegno finanziario dalle industrie colpite.

Obiettivi climatici del settore tedesco fuori portata nel prossimo futuro – Kuhlmann.

Kuhlmann ha affermato che la Germania mancherà i suoi obiettivi di riduzione dei gas serra nella maggior parte, se non in tutti, i settori quest'anno "con probabilità che rasentano la certezza" – e probabilmente anche il prossimo anno. "Troppe cose sono state lasciate in sospeso negli anni passati". In caso di mancato raggiungimento dell'obiettivo, la Legge sull'azione per il clima del paese stabilisce che il governo deve introdurre programmi di emergenza per riadattare gli sforzi. Tuttavia, ciò ostacola un'azione efficiente mirata e quindi impedisce che si crei lo slancio necessario, ha affermato Kuhlmann. Sarebbe "pazzo" se la coalizione presentasse un ambizioso pacchetto climatico nei negoziati ora, ma poi dovesse elaborare programmi di emergenza l'anno prossimo e gli anni dopo, quando i dati sulle emissioni vengono rilasciati ogni primavera, ha affermato Kuhlmann.

Si sviluppino enormi energie rinnovabili, uscita del carbone nel 2030 e chiave per la trasformazione del settore.

Tutti i settori devono

subire grandi cambiamenti. Le emissioni nel settore energetico devono essere abbattute più rapidamente e più rapidamente, afferma il rapporto. La capacità di energia rinnovabile deve raddoppiare entro il 2030 e per allora l'energia a carbone sarà in gran parte eliminata dal mercato. La creazione di infrastrutture per l'idrogeno verde e altri combustibili sintetici rispettosi del clima è importante, "perché la riconversione dell'idrogeno verde in elettricità diventerà la terza fonte più importante di generazione di elettricità dopo l'eolico e il fotovoltaico nel 2045". Le emissioni dell'industria devono essere ridotte in media di 8 milioni di tonnellate di CO2 all'anno in questo decennio, con i cambiamenti più gravi nelle industrie siderurgiche e chimiche. Raggiungere la neutralità climatica nell'industria richiede un equilibrio trasparente dei gas a effetto serra nell'intera catena del valore, un'economia circolare coerente, un effetto di guida finanziaria tramite la determinazione del prezzo della CO2, la creazione di nuovi mercati guida e la rapida accelerazione di tecnologie e processi di produzione a basse emissioni, ha affermato Kuhlmann. Nei trasporti, la mobilità elettrica è la chiave per la riduzione delle emissioni delle autovetture. "L'idrogeno difficilmente avrà un ruolo", scrive [dena](#). La Germania ha bisogno di oltre 9 milioni di auto esclusivamente elettriche entro il 2030 (14 milioni comprese le ibride), afferma. Nel settore edile, nove milioni di pompe di calore sostituiranno le tecnologie dei combustibili fossili dannose per il clima entro il 2045. Tuttavia, anche i combustibili climaticamente neutri svolgerebbero un ruolo. "A causa della complessità del settore edile con le sue sfide molto specifiche, dal punto di vista odierno è inconcepibile un parco edilizio a impatto climatico zero senza idrogeno e gas climaticamente neutri", ha affermato [dena](#). **La neutralità climatica entro la**

metà del secolo richiede investimenti aggiuntivi di 1,9 trilioni di euro –

KfW Cinque trilioni di euro di investimenti dovrebbero essere fatti in

Germania per rendere il Paese neutrale dal punto di vista climatico entro la metà del secolo, ha **affermato KfW** Research, la divisione di ricerca dell'istituto bancario di proprietà del governo **KfW**, sulla base di un rapporto condotto dalle società di consulenza **Prognos**, Nextra Consulting e NKI. "È una somma enorme, ma è fattibile", ha affermato l'economista capo Fritz Köhler-Geib. La somma includeva investimenti che dovevano essere fatti comunque, ma sempre più impegnati in sforzi a favore del clima, ha affermato l'organizzazione. Gli investimenti aggiuntivi legati al clima ammontano in media a 72 miliardi di euro all'anno, o 1,9 trilioni di euro entro il 2045. Per ottenere questa somma sono necessari fondi sia privati che pubblici, ha affermato **KfW**. La maggior parte degli investimenti totali necessari per l'azione per il clima, pari a 2,1 trilioni di euro, sono nel settore dei trasporti. I secondi maggiori investimenti sono necessari nel settore energetico (840 miliardi di euro). Qui sono già stati compiuti molti passi nella giusta direzione, afferma il rapporto. Le famiglie private rappresentano investimenti per l'azione per il clima di 636 miliardi di euro. Il Presidente del Consiglio Draghi dovrebbe ragionare sui dati tedeschi ed i pompaggi che permettono all'Italia di anticipare al 2030 l'obiettivo dei tedeschi net zero. Significa guadagnare 400 miliardi di PIL annuo sui tedeschi cioè 6.000 miliardi. **Che cosa fare per non aumentare le bollette del 40%? con 60 miliardi in 10 anni, diminuiamo l'import fossile di 100 miliardi e riduciamo CO2 e emissioni metano del**

90% ma dobbiamo partire senza dare ulteriori soldi ai fossili.



1. Sterilizzare gli aumenti dando 3 miliardi ai fossili, tampona ma non risolve il nodo

2. Se fossi al Governo istituirei immediatamente un Consorzio Interregionale Energia di Compensazione Perdite e Sviluppo con pieni poteri data l'urgenza

3. Bloccherei tutti gli incentivi fossili e capacity payment gas che sono 19 miliardi + 5 miliardi

4. Il Consorzio Interregionale Pompaggi ed io gradirei essere il Presidente a Milano. darebbe immediatamente i seguenti Appalti per 3.000 TWh

-Ad A2A e Siemens Italia il progetto Po e Comunita' Valtellina per 21 miliardi che copre 10 Regioni Nord sino alla Toscana1500 TWh

-a Acea e Enel il progetto Centro Italia su pompaggi Arno e Tevere appalti da 10 miliardi
.....500 TWh

-a Terna-Eni il progetto Sud Italia e Sicilia appalti da 5 miliardi
.....500 TWh

-a GSE il progetto pompaggi Sardegna appalti da 5 miliardi
.....500 TWh

-Fondo Riserva Appalti 4 miliardi.

-Fabbrica gas verde da 1040 TWh produciamo 100 miliardi di m.3 gas verde

-Fabbrica idrogeno verde utilizzando da 70 a 150 TWh

-riduzione a regime bollette del 40%

-divieto assoluto di nuove centrali gas e carbone

-centrali plasma rifiuti per 10 miliardi da 60.000 t/ giorno.Divieto assoluto inceneritori.Possibile negli spazi Sogin.Siamo disponibili a discutere il piano in ogni sede istituzionale ma chi dice che in Italia sono impossibili i pompaggi e la chimica verde con materia prima TWh da pompaggi,è solo un ignorante che non conosce l'energia con storage e ogni riferimento a politici e giornalisti non è casuale.

Materia prima pulita per un clima pulito

Trattamento dell'acqua per applicazioni Power-to-X

Nei cosiddetti processi Power-to-X, combustibili e materie prime di valore possono essere prodotti con elettricità verde in eccesso. Ciò richiede acqua ultrapura, il cui trattamento è essenziale per tutti questi processi.



Le cosiddette tecnologie Power-to-X, ovvero la produzione di preziosi combustibili e materie prime dall'elettricità verde in eccesso, costituiscono una pietra angolare per la transizione energetica.-Il punto di partenza per tutti i processi è l'acqua ultrapura per l'elettrolisi dell'acqua.-Il giusto processo di preparazione è quindi molto importante, come dimostrano i progetti in corso.-Vento e sole stanno diventando sempre più importanti vettori della transizione energetica. Tuttavia, il loro svantaggio è che sono soggetti a grandi fluttuazioni. Gli impianti di pompaggio e le batterie non sono più sufficienti per immagazzinare elettricità verde. Ecco che arriva il concetto Power-to-X(PtX) in gioco. Si

tratta di un termine generico per tutte le tecnologie con le quali l'elettricità in eccesso da energie rinnovabili viene convertita nelle fonti energetiche gas (Power-to-Gas, PtG), combustibili liquidi (Power-to-Liquid, PtL) o materie prime chimiche (Power-to-Gas, PtG) -to-Chemicals, PtC) possono essere ulteriormente lavorati e stoccati per sostituire i prodotti energetici fossili.

L'acqua ultrapura è il materiale di base per

l'elettrolisi. La materia prima centrale per tutte queste tecnologie è l'acqua demineralizzata, cioè l'acqua ultrapura. Nel processo PtX vengono utilizzati vari tipi di sistemi di elettrolisi, inclusi i cosiddetti elettrolizzatori PEM, che scindono l'H₂O nelle sue componenti chimiche idrogeno e ossigeno utilizzando una corrente elettrica. Dopo la separazione, l'idrogeno viene compresso con un compressore per idrogeno e quindi immagazzinato. L'idrogeno serve quindi come materia prima per tutte le altre tecnologie PtX. L'acqua ultrapura per elettrolisi richiede sempre acqua potabile naturale o acqua di pozzo purificata come prodotto di partenza. La natura di queste acque varia notevolmente: la qualità delle acque sotterranee o superficiali, nonché le diverse origini regionali, possono portare a concentrazioni di minerali notevolmente diverse. Questi minerali - cioè i sali - devono poi essere rimossi dall'acqua per il processo di elettrolisi in sistemi di desalinizzazione ad acqua ultrapura progettati individualmente per evitare depositi di sale sulle membrane e sugli elettrodi degli elettrolizzatori PEM.



L'impianto di lavorazione deve essere adattato alle rispettive circostanze. Foto: Wilhelm

Werner **Dall'acqua grezza all'acqua ultrapura.** La fornitura di acqua ultrapura in quantità e qualità sufficienti è quindi essenziale per l'intero processo PtX. Ciò significa che i sistemi di trattamento dell'acqua devono avere anche un'elevata disponibilità del servizio con tempi di riparazione brevi (Mean Time To Repair, MTTR) e l'elevata disponibilità del sistema (Service Level Agreement, SLA) devono essere assicurati al fine di ridurre al minimo i tempi di fermo operativo. Misure come una progettazione ridondante di componenti rilevanti dal punto di vista operativo, uno stoccaggio ottimizzato dei pezzi di ricambio, l'uso di componenti affidabili e testati e un monitoraggio completo dei parametri di processo come pressioni, portate e temperatura possono aumentare lo SLA al 99%. Quando si considera il costo dell'elettricità livellato (LCOX), è importante mettere a confronto non solo i costi di investimento, ma anche i costi operativi correnti dei sistemi di trattamento dell'acqua. Ciò include il consumo di energia e dei media, i volumi di acque reflue, le risorse operative e i costi di servizio. Un altro fattore importante nella progettazione del sistema di trattamento dell'acqua è la sua integrazione nel sistema PtX. Ciò include, ad esempio, la pianificazione basata sulla posizione nell'intero sistema, il

collegamento relativo al controllo tramite interfacce di comunicazione specificate, marche standardizzate di componenti di sistema e documentazione standardizzata. La pulizia dell'acqua grezza per la produzione di idrogeno mediante elettrolisi PEM avviene in più fasi di processo, ognuna delle quali è adattata alla qualità dell'acqua locale in un'ingegneria dettagliata. Vengono utilizzate varie fasi di processo, dalla prefiltrazione mediante filtro di controlavaggio, filtro a ghiaia o ultrafiltrazione attraverso la desalinizzazione fino al sistema di alimentazione dell'acqua di processo con serbatoio di accumulo e sistemi di pressurizzazione. Ciò significa che la qualità dell'acqua è della massima purezza, ma può variare a seconda del processo.

Numerose applicazioni in funzione

Qualitätsparameter	Grenzwert
Leitfähigkeit	< 0,1 µS/cm
Kieselsäure	< 100 µg/l
Gesamteisen	< 100 µg/l
Natrium und Kalium	< 20 µg/l
Partikelkonzentration	partikelfrei

Questa qualità dell'acqua ultrapura è ottenuta attraverso varie fasi di processo. Agli specialisti nel campo del trattamento dell'acqua ultrapura Wilhelm Werner è responsabile dei processi PtX. La caratteristica principale dei sistemi di processo del fornitore è la pulizia del circuito integrato per il riciclo dell'acqua di processo contaminata. La sfida particolare qui è quella di degasare e desalinizzare economicamente l'acqua di processo, che ha una pressione di esercizio fino a 50 bar e un massimo di 65 ° C, utilizzando un processo adatto al funzionamento continuo. Una struttura modulare dei sistemi di processo dell'acqua ultrapura consente l'integrazione del sistema individuale nel concetto generale. Le singole fasi del processo possono essere disposte una accanto all'altra, una sopra l'altra o separate spazialmente l'una dall'altra. In stretta collaborazione con i produttori di sistemi di elettrolisi, l'azienda ha già sviluppato e fornito 30 di questi sistemi di processo per acqua ultrapura orientati all'applicazione per i progetti PtX tra il 2012 e il 2020. Uno dei primi sistemi flessibili a idrogeno con una potenza elettrica di 6 MW è stato costruito nel 2015 nel business park di

Mainz-Hechtsheim, dove oggi vengono generati fino a 1.000 Nm³ di "idrogeno verde" ogni ora dall'energia eolica in eccesso utilizzando un elettrolizzatore PEM di Siemens. L'idrogeno prodotto viene temporaneamente stoccato in loco ed è quindi disponibile per varie applicazioni nei trasporti o nell'industria oppure viene immesso nella rete del gas naturale. L'acqua della materia prima viene qui demineralizzata in un sistema di acqua ultrapura da 1.000 l/h e un 4. Seguirono ulteriori sistemi di trattamento delle acque, ad esempio per i progetti PtX la H&R Ölwerke Schindler di Amburgo con una potenza elettrica di 5 MW da energia eolica e una produzione di idrogeno di circa 1.000 Nm³/h o per Salzgitter Flachstahl con una potenza elettrica di 2,2 MW anche da energia eolica e una produzione di idrogeno di circa 400 Nm³ / H. L'ultimo progetto è un progetto PtG a Dietikon, in Svizzera. Con l'energia elettrica in eccesso proveniente da un impianto di incenerimento dei rifiuti, l'impianto di elettrolisi PEW da 2,5 MW costruito dal cliente genera 450 Nm³/h di idrogeno, che viene poi convertito microbiologicamente in biometano insieme all'anidride carbonica proveniente dai gas di scarico di un impianto di depurazione. Bruciando il "gas rinnovabile" invece del gasolio da riscaldamento, le emissioni di CO₂ dovrebbero essere ridotte fino a 5.000 t/a, che corrisponde al consumo di circa 2.000 famiglie. E se l'Europa vuole avvicinarsi all'obiettivo di un continente climaticamente neutro fissato dalla Commissione Europea entro il 2050, seguiranno altri progetti PtX - e con loro molti sistemi di acqua ultrapura.

Troppo poca elettricità nella rete europea entro il 2030. Gli autori - giovani scienziati, economisti e giuristi - giungono alla conclusione che un enorme collo di bottiglia dell'elettricità minaccia al più tardi entro il 2030 se l'Italia non crea ulteriori capacità di produzione interna. Tuttavia, l'attuale strategia energetica prevede anche che in futuro la Italia possa importare grandi quantità di gas ed elettricità. In questo contesto, il gruppo di lavoro ha analizzato la situazione dell'approvvigionamento elettrico in Italia fino al 2030, tenendo conto delle strategie climatiche dei Paesi limitrofi. "I risultati dei nostri calcoli differiscono in modo significativo dalle aspettative del governo e di Confindustria fossile per la produzione di elettricità e la disponibilità delle importazioni dai paesi vicini. Anche tutti i paesi confinanti come la Svizzera intendono decarbonizzare ed elettrificare le loro economie al fine di

raggiungere gli obiettivi climatici. Secondo questo, i paesi vicini produrranno già circa 300 terawattora (TWh) o il 18% in meno di elettricità nel 2030 rispetto alla Svizzera calcolata nelle prospettive energetiche per il 2030+. Questa differenza può aumentare a circa 740 TWh o 40% entro il 2030. "Se i singoli Paesi raggiungeranno i propri obiettivi climatici, negli anni successivi al 2022 ci sarà troppa poca elettricità nella rete europea, soprattutto in inverno. L'Italia in particolare ne soffrirà, poiché in futuro farà consapevolmente affidamento sulle importazioni di elettricità", afferma Caffese P.L.. 40% di aumento. "Se i singoli Paesi raggiungeranno i propri obiettivi climatici, negli anni successivi al 2035 ci sarà troppa poca elettricità nella rete europea, soprattutto in inverno. poiché in futuro farà consapevolmente affidamento sulle importazioni di elettricità e gas", ha affermato Caffese P.L. L'energia pompaggi deve predominare con 960 TWh in rete elettrica italiana ed il nucleare deve rimanere uno scenario. Caffese sottolinea che bisognerebbe quindi costruire ulteriori capacità di produzione interna domani, che devono fornire anche energia in banda con lo stoccaggio su larga scala dell'elettricità. I corrispondenti scenari di soluzione non prevedono l'inclusione dell'energia nucleare, ad esempio attraverso il funzionamento a lungo termine delle centrali elettriche esistenti. L'imminente divario invernale nell'elettricità può essere efficacemente prevenuto dall'energia pompaggi. "In termini di sicurezza, è possibile far funzionare i sistemi pompaggi per almeno 150 anni. Ciò consente di risparmiare tempo in modo che non ci sia il rischio di strozzature nella fornitura in caso di difficoltà nell'espansione di nuove energie rinnovabili", ha affermato Caffese. Molti paesi contano sulla CO₂ nella lotta ai cambiamenti climatici-bassa tecnologia pompaggi acqua e mare come parte di una politica energetica rispettosa dell'ambiente. Un gruppo di lavoro sul nucleare di IV generazione in Italia cita come esempio i moderni piccoli reattori modulari (LFR piombo). Rispetto ai sistemi convenzionali, la tecnologia LFR ha ulteriori sviluppi in termini di sicurezza, utilizzo del carburante, flessibilità e smaltimento. Sono anche interessanti dal punto di vista economico grazie al loro design modulare e ai tempi di costruzione più brevi. I costi medi dell'elettricità per gli LFR sono paragonabili a quelli delle fonti energetiche rinnovabili. "Gli LFR sono stati sviluppati per il funzionamento che segue il carico e potrebbero quindi integrare generatori di energia volatili come l'eolico e il fotovoltaico" connettendo i reattori LFR a pompaggi notturni risolvendo il problema dello stoccaggio e della sicurezza dell'approvvigionamento di base sarebbe alleviato da questo mix. "Se vogliamo prevenire un collo di bottiglia dell'elettricità o il mancato raggiungimento degli obiettivi climatici, dobbiamo

finalmente iniziare a pianificare pompaggi aperti alla tecnologia", ha affermato Caffese P.L. quando ha presentato otto raccomandazioni politiche del Libro bianco. Ulteriori raccomandazioni riguardano la valutazione realistica dell'esportabilità elettrica dei paesi vicini, il maggiore coinvolgimento del settore privato, una prospettiva tecnologica multigenerazionale o il miglioramento delle condizioni quadro per le capacità di generazione elettrica nazionale. In vista della massiccia decarbonizzazione che si sta cercando, si avrà bisogno di un'enorme quantità di elettricità nei prossimi anni. "Se non facciamo nulla, ci imatteremo in un collo di bottiglia in termini di alimentazione. Non è quindi questione di voler revocare il divieto di costruire nuove centrali pompaggi o revamping dell'hydro esistente in Italia.

Vento e sole non inviano bollette elettriche! Quindi non è passato molto tempo da quando queste fonti di energia rigenerativa sono state pubblicizzate su e giù per il paese. Tali promesse verdi hanno incontrato una grande risposta da parte di ampi strati della popolazione. Dopo la prevista eliminazione graduale dell'energia nucleare nel nostro Paese che non è stata solo celebrata come un enorme successo dai protagonisti di "Nucleare - no grazie!", Mancano le capacità di carico di base dicono in Confindustria. Andiamo a gas o nuovo nucleare..

Uscire con conseguenze

Le miniere di carbone locali sono state chiuse anni fa. L'estrazione da una profondità fino a 1000 metri era diventata troppo costosa. I forni ancora in funzione vengono ora alimentati con carbone proveniente dall'estero; circa il 40% delle importazioni proviene dalla Russia o Australia. Le emissioni sono piuttosto grandi. Ma sono ancora maggiori quando si usa la lignite. Alcune centrali elettriche a lignite sono già state chiuse. I Verdi tedeschi solleciteranno la nuova coalizione a portare avanti l'eliminazione totale della lignite entro il 2030. Ciò significa anche che verranno eliminate le capacità di carico di base che non possono essere sostituite rapidamente e facilmente. Per il periodo di transizione fino alla realizzazione del sogno dell'elettricità verde per tutti nella nostra repubblica, le centrali elettriche pompaggio sono meno costose e più efficienti delle centrali a gas. I pompaggi dovrebbero colmare le lacune. Le emissioni di metano delle centrali a gas non sono piccole e sono molto dannose per l'ambiente delle emissioni di CO₂ e difficilmente potrebbero essere ridotti installando convertitori catalitici. Inoltre, il costo del gas come combustibile non è proprio basso; la sua disponibilità deve essere assicurata con contratti futures a più lungo

termine, in particolare con il fornitore russo Gazprom che ha aumentato dal 300% al 500% **Più coraggio con i pompaggi e l'elettricità verde**

L'elettricità da pompaggi, sole e vento, così come altre fonti energetiche rinnovabili - connesse all'energia idroelettrica e geotermica - ha rappresentato circa il 20% della produzione del mix italiano. L'energia solare è leggermente aumentata, ma i rotori eolici hanno girato un po' meno. In tempi di stasi buia, quando il sole non splende e non c'è vento, queste fonti di energia rigenerativa falliscono completamente se non ci sono dietro i pompaggi. Inoltre, mancano linee elettriche che potrebbero condurre l'elettricità dal Nord alle regioni del sud. C'è anche una capacità di stoccaggio troppo piccola per assorbire temporaneamente l'energia solare ed eolica in eccesso e poi fornirla quando se ne presenta la necessità. Ovunque negli ultimi anni dovessero essere costruite nuove turbine eoliche onshore e offshore, nuovi impianti di pompaggio e nuove linee elettriche, sono sorte proteste - spesso promosse da ambienti retrogradi fossili e meno soprattutto dagli ambientalisti, da parte di proprietari di case e terreni che non hanno rotori in loro. In generale, quasi tutti sono a favore dell'elettricità verde, ma molti sono contrari in modo specifico ai sistemi necessari. Nel caso dell'energia geotermica o reiezioni di gas fossile, la paura dei terremoti è giustamente sollevata per protestare contro le trivellazioni necessarie per questo.

Elevata domanda di elettricità verde C'è più che abbastanza da fare nella politica energetica per la nuova coalizione. La transizione energetica avrà successo solo se gli ostacoli agli investimenti attesi da tempo verranno rimossi con grande coraggio. È urgentemente necessaria più elettricità verde da pompaggi ovunque: per la produzione di idrogeno, per la mobilità, per il gas verde da riscaldamento e il raffreddamento delle case, per l'acciaio, il cemento e altre produzioni industriali, nonché per la chimica.

Prezzo dell'elettricità a livelli record

Finché l'elettricità verde non sarà in grado di coprire nemmeno il 55% -100% della domanda, gli obiettivi di protezione del clima fissati politicamente saranno sulla carta della legge, ma non potranno essere raggiunti nella realtà. In Germania il 18% dell'elettricità proviene ancora dalla lignite, il 9% dal carbon fossile, il 15% dal gas e il 12% dall'energia nucleare. Le grandi capacità saranno presto chiuse. Nel frattempo, il consumo di energia aumenterà notevolmente nei prossimi anni. In particolare, la domanda di elettricità aumenterà notevolmente - nel settore dei trasporti, nel settore residenziale, nell'industria. I consumatori tedeschi pagano oggi i prezzi dell'elettricità più alti: i costi per le famiglie hanno raggiunto in media la soglia dei 32 centesimi

per chilowattora; Con un consumo di energia di 3.500 kilowatt all'anno, questo ammonta a circa 1.120 euro per una famiglia media di dipendenti. Uno sguardo alla bolletta elettrica mostra che circa la metà di questo importo è imputabile a tasse, tributi e addizionali come quelli per le energie rinnovabili e circa un quarto per oneri di rete e punti di misura. L'approvvigionamento di energia elettrica, tuttavia, rappresenta solo circa un quarto del prezzo totale. Il supplemento EEG per quest'anno è stato limitato a 6,5% centesimi per kilowattora; altrimenti sarebbe salito a quasi 10 centesimi. Per compensare, il governo federale pagherà una sovvenzione di 10,8 miliardi di euro nel 2021. altrimenti sarebbe salito a quasi 10 centesimi. Per compensare questo, il governo federale pagherà una sovvenzione di 10,8 miliardi di euro nel 2021. altrimenti sarebbe salito a quasi 10 centesimi. Per compensare, il governo federale pagherà una sovvenzione di 10,8 miliardi di euro nel 2021. **Un passo politico sul freno ai prezzi?** Il prezzo medio dell'energia elettrica è di 21,1 centesimi per kilowattora in Austria, 18,9 centesimi in Francia, 14,3 centesimi nei Paesi Bassi e 10,3 centesimi in Ungheria; negli Stati Uniti e anche in Cina è solo la metà rispetto alla Germania. Quasi tutti hanno ormai capito che i pompaggi, il sole e il vento come fonti di energia non forniscono elettricità verde alle prese domestiche gratuitamente. È giunto il momento che la coalizione - che sia il semaforo favorito o l'improbabile alleanza giamaicana - intervenga sui freni ai prezzi dell'elettricità. Perché non solo l'elettricità, ma anche il gas e il gasolio per il riscaldamento sono quasi esplosi di prezzo. Il costo della vita, l'affitto e le spese accessorie sono così importanti che milioni di famiglie difficilmente possono sopportarli.



Un progetto da miliardi di euro è quello di dare forma all'ulteriore espansione dell'energia idroelettrica nel Vorarlberg ed in Italia il progetto Comunità Valtellina su Adda e Po.

la produzione di idrogeno verde in mare



Immagine: Project Management Jülich (PtJ) per conto del BMBF

Il progetto tedesco H2Mare sta sviluppando tecnologie per la produzione offshore di idrogeno verde alimentata da turbine eoliche.

Il progetto, sostenuto con un finanziamento di oltre 100 milioni di euro (117 milioni di dollari) dal Ministero federale tedesco dell'istruzione e della ricerca (BMBF), mira a integrare un elettrolizzatore di idrogeno in un parco eolico offshore per la conversione diretta dell'elettricità e l'eliminazione della rete costi di connessione. L'iniziativa quadriennale comprende quattro progetti singoli componenti con un totale di 35 partner. OffgridWind sta perseguendo l'implementazione di un concetto che realizza l'elettrolisi direttamente nella turbina eolica offshore. H2Wind è focalizzato sullo sviluppo di un sistema di elettrolisi PEM (membrana a scambio protonico) adattato in modo ottimale all'ambiente offshore e sintonizzato sulla turbina eolica. Oltre alla durata delle turbine e alla sfida del trattamento dell'acqua di mare, il massimo rendimento

dell'energia eolica è uno degli obiettivi del progetto. PtX-Wind sta affrontando la conversione a vettori energetici e combustibili sintetici più facilmente trasportabili, come metano, metanolo e ammoniaca. I prodotti Power-to-X sono prodotti tramite elettrolisi ad alta temperatura ed estrazione di CO₂ dall'aria o dal mare. È in fase di sperimentazione anche l'elettrolisi diretta dell'acqua salata. TransferWind ha lo scopo di indirizzare il trasferimento di conoscenza al pubblico e lo scambio di competenze tra i progetti. Inoltre, considera le questioni di sicurezza e ambientali, nonché i requisiti delle infrastrutture. "Insieme ai partner, vogliono stabilire la produzione di idrogeno verde offshore con H2Mare", afferma Christian Bruch, amministratore delegato di Siemens Energy AG, coordinatore del progetto. "H2Mare unisce i punti di forza della ricerca e dell'industria per la decarbonizzazione sostenibile dell'economia e a beneficio dell'ambiente. Abbiamo bisogno del sostegno della politica per portare avanti soluzioni innovative per un'economia verde dell'idrogeno". Un elemento importante dell'iniziativa è l'integrazione dei singoli processi in sistemi completi. Ad esempio, l'efficienza dell'intero processo può essere aumentata mediante l'integrazione termica dell'elettrolisi ad alta temperatura nei processi power-to-X. Include anche concetti per lo stoccaggio e il trasporto dell'idrogeno e di altri prodotti power-to-X a terra via nave e oleodotto. Una sfida per l'iniziativa è l'uso delle tecnologie esistenti in un ambiente offshore e la ricerca e sviluppo di nuovi materiali e componenti per l'uso offshore. Fa parte delle quattro componenti anche lo sviluppo di gemelli digitali per i diversi componenti del sistema e le analisi tecniche ed economiche basate su di essi. H2Mare è uno dei tre progetti di punta condotti dal Ministero federale tedesco dell'istruzione e della ricerca per sostenere l'ingresso del paese nell'economia dell'idrogeno. Gli altri sono H2Giga focalizzato sulla produzione di elettrolizzatori per acqua su larga scala e TransHyDE indirizzato allo sviluppo di tecnologie per il trasporto dell'idrogeno. H2Mare è una delle numerose iniziative

che perseguono la produzione offshore di idrogeno verde e sono probabili sviluppi significativi nei prossimi tre o quattro anni.

La produzione di metanolo rinnovabile è una tecnologia emergente che colma il divario nel passaggio dai combustibili fossili alle energie rinnovabili. Due terzi delle emissioni globali di CO₂ derivano dal crescente fabbisogno energetico dell'umanità da combustibili fossili. L'energia rinnovabile, principalmente da energia pompaggi, solare ed eolica, soffre di intermittenza di fornitura, che le attuali infrastrutture di rete non sono in grado di gestire. L'energia rinnovabile in eccesso può essere sfruttata per alimentare l'elettrolisi dell'acqua per produrre idrogeno, che può essere utilizzato nell'idrogenazione catalitica dei rifiuti CO₂ per produrre metanolo rinnovabile. Questa revisione considera la produzione di metanolo nel contesto attuale, a livello regionale per l'Europa, che è dominata dalla Germania, e a livello globale dalla Cina. Vengono prese in considerazione materie prime appropriate a base di carbonio per la produzione di metanolo rinnovabile, nonché tecnologie all'avanguardia per la produzione di idrogeno rinnovabile. L'economia della produzione di metanolo rinnovabile richiede la considerazione di derivati del metanolo rilevanti a livello regionale. La termodinamica, la cinetica, il meccanismo di reazione catalitica, le condizioni operative e il design del reattore vengono esaminati nel contesto della produzione di metanolo rinnovabile per rivelare le conoscenze più aggiornate.

 Protezione del clima attraverso standard per l...

Dal nucleare alle ferrovie: ecco cosa paghiamo con le bollette. In attesa della soluzione che il governo metterà in campo per ridurre i nuovi rincari in arrivo in autunno, ecco una mini-guida per capire le voci contenute nella bolletta. Se la soluzione al tema del caro-bollette, sarà la sterilizzazione dell'Iva o un nuovo taglio come quello messo in campo a luglio, lo capiremo presto. Anche perché il governo è al lavoro per cercare di ridurre gli effetti dei forti rincari per luce e gas in arrivo in autunno. «Bisogna ragionare su come è costruita una bolletta, va riscritto il metodo di calcolo. Lo stiamo facendo in queste ore» ha sottolineato il ministro della Transizione ecologica Roberto Cingolani. Ma, intanto, può essere utile chiarire cosa paghiamo nella bolletta di un cliente tipo della maggior tutela (famiglia o microimpresa) con la spesa destinata alla materia energia e con l'esborso che invece va a coprire i cosiddetti “oneri di

sistema” diventati via via sempre più significativi. Ecco le voci principali per capirne di più.

1- Quali voci sono incluse nella spesa per la materia energia?

Secondo le indicazioni dell'Autorità per l'energia, le reti e l'ambiente (Arera), che lavora da tempo a migliorare la leggibilità e la comprensione della fattura energetica, la prima pagina della bolletta indica il costo medio unitario del kilowattora/standard metro cubo, come rapporto tra la spesa totale e i consumi fatturati. In questo insieme sono compresi più tasselli, a cominciare dalla spesa per la materia energia che raggruppa i costi di approvvigionamento dell'energia elettrica o del gas e quelli per la vendita al dettaglio. Due elementi che pesano, rispetto al totale dell'esborso, rispettivamente per quasi il 52% e il 75% nella fattura elettrica e per il 38% circa e il 6,2% in quella del gas.

2 - Cosa coprono i costi su trasporto e gestione contatore?

Insieme all'esborso destinato a coprire la materia energia, figura poi la spesa per il trasporto e la gestione del contatore che costituisce, tra luce e gas, più o meno un 16-17% del totale della spesa e che va a coprire tutti i servizi di distribuzione, misura, trasporto e perequazione della distribuzione e della trasmissione. Si tratta sostanzialmente del supporto che va a coprire i costi per trasportare e distribuire sulle reti l'energia utilizzata nelle nostre abitazioni e per gestire e leggere i contatori, oltre che i dati delle loro letture.

3 - Quali attività sono finanziate dagli oneri di sistema?

L'altra voce consistente è quella relativa ai cosiddetti oneri di sistema: si tratta di spese che vanno a finanziare attività di interesse generale per il sistema elettrico nazionale, introdotte nel tempo da specifici provvedimenti normativi. Con il passare degli anni, gli oneri sono andati crescendo e questo ha aperto il dibattito sull'opportunità del prelievo in bolletta. L'Autorità, dal canto suo, ha più volte insistito sulla necessità di una loro revisione che potrebbe passare dal trasferimento degli stessi nella fiscalità generale.

4 - Cos'è la componente Asos? Le aliquote

degli oneri generali da applicare a tutte le tipologie di contratto sono distinte in oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione (Asos) e oneri rimanenti (Arim). Dentro la prima, sono inclusi innanzitutto gli oneri che vanno a supportare gli incentivi alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione Cip 6/92. Questa voce è da eliminare perchè fossile e aiuta il gas impiegato in cogenerazione. Dovrebbe essere rivista levando il gas fossile, ma lasciandola per il gas verde che si può produrre da pompaggi-rinnovabili e come syngas e rifiuti trattati al plasma. Quest'ultimo tassello rimanda a un provvedimento, adottato appunto dal governo nel 1992, che in sostanza premia l'energia prodotta da terzi e ceduta alla rete elettrica nazionale che sia stata prodotta da fonti verdi, rifiuti o impianti ad alta efficienza. All'interno della componente Asos, ci sono poi anche i costi che coprono le agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica (note anche come "energivori"). Questo è un punto molto controverso dato che se all'energivoro (esempio acciaio o alluminio) stabilisci un costo di 30 euro MWh se hai i pompaggi a 10 euro MWh, non hai problemi, ma se applichi il costo con il gas da 70 a 100 euro MWh, nelle bollette si applica la differenza tra 30 euro e 70-100 euro MWh. 5 - E la

componente Arim? Sotto la voce "Arim", ci sono invece tutti gli oneri rimanenti che pesano per poco meno del 20% su tutto il pacchetto oneri. L'Arim comprende più costi che vanno a supportare diverse partite: dallo sviluppo tecnologico e industriale agli oneri per la messa in sicurezza del nucleare e per compensazioni territoriali, dal sostegno della ricerca di sistema alle compensazioni per le imprese elettriche minori, dagli esborsi a sostegno dei regimi tariffari speciali per il servizio ferroviario universale e merci a quelli necessari per garantire il bonus elettrico, l'agevolazione prevista in bolletta per le famiglie in condizioni di disagio economico. Cingolani: il prossimo trimestre la bolletta elettrica aumenterà del 40%. 6 - Quanto valgono

le tasse in bolletta? È l'ultima voce in bolletta che comprende l'Iva e le accise. Nell'ultimo aggiornamento trimestrale dell'Autorità per l'energia, le reti e l'ambiente, questa componente ha pesato per 2,89 centesimi di euro sulla bolletta elettrica (il 12,6% del totale della spesa) e per 30,17 centesimi di euro in quella del gas (35,6%) considerando il totale di accise, Iva e addizionale regionale. A due giorni dall'uscita di Roberto Cingolani sull'aumento delle bollette "del 40%" in arrivo a ottobre, tutti i partiti chiedono al governo di intervenire contro la stangata. Mentre l'Autorità per l'energia (Arera) ribadisce la

richiesta di spostare gli oneri di sistema – da quelli connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari fino al regime tariffario speciale per le Ferrovie – dalle voci che compongono la bolletta alla fiscalità generale. Un intervento auspicato anche da Bruxelles perché si tratta di costi che aggravano l'esborso per le famiglie pur non avendo nulla a che vedere con i consumi. E, sottolinea Arera, anche "la percezione delle possibilità di risparmio per il cliente finale che cambia fornitore risulta fuorviata, considerato che la parte di prezzo determinata dal mercato è molto contenuta rispetto al totale della spesa sostenuta dal cliente stesso". Intanto da Strasburgo il commissario all'economia Paolo Gentiloni ha sottolineato che "è giusto che nei diversi Paesi ci si interroghi su come mettere in piedi ombrelli per evitare conseguenze sociali troppo aspre" ma "senza mettere in discussione l'orizzonte di questa transizione che resta necessaria. Il problema è come attenuarne l'impatto, ma questo non deve farci rinunciare agli obiettivi". Arera ha ricordato di aver "più volte segnalato al Parlamento e al Governo" come "debbono essere fin da subito eliminati dalla bolletta elettrica gli oneri non direttamente connessi agli obiettivi di sviluppo ambientalmente sostenibile e quelli finalizzati al contrasto della povertà energetica". Tra le voci che potrebbero essere subito spostate in fiscalità generale "vi sono, in particolare, le componenti relative alla copertura dei costi connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse e alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare (incluso il finanziamento delle misure di compensazione territoriale a favore dei siti che ospitano centrali e impianti nucleari), nonché alla copertura del regime tariffario speciale riconosciuto alla società Rfi (Rete ferroviaria italiana) per i consumi di energia elettrica relativi ai servizi ferroviari su rete tradizionale". Già a luglio inoltre il presidente dell'Arera, Stefano Besseghini, aveva chiesto al governo di prevedere per il futuro che parte dei proventi dalla vendita dei permessi ad inquinare previsti dal sistema europeo Eu Ets venga automaticamente impiegata a contenimento delle bollette". Oggi il 50% di quelle risorse va ai ministeri dell'Ambiente e dello Sviluppo e viene destinato al finanziamento di misure green mentre l'altra metà va al fondo ammortamento titoli di Stato, cioè a ridurre il debito pubblico. Sul problema dei rincari in arrivo in assenza di interventi del governo si sta posizionando tutta la politica, anche se Cingolani martedì ha garantito che "il governo è fortemente impegnato per la mitigazione dei costi delle bollette dovuti a queste congiunture internazionali e per fare in modo che la transizione verso le energie più sostenibili sia rapida e non penalizzi le famiglie". "Se dall'oggi al domani luce e gas aumentano del 30-40%, il bilancio familiare salta completamente", ha sottolineato l'ex premier Giuseppe Conte, presidente del M5s, in un comizio a Grosseto. "Ieri con i ministri M5s abbiamo incontrato il ministro Cingolani, stiamo lavorando anche noi per offrire soluzioni. Occorrono risorse, è una congiuntura internazionale che non riguarda solo l'Italia. Dobbiamo intervenire per evitare che questi costi si scarichino sul ceto medio e sulle fasce più

vulnerabili: è compito della politica, ci lavoreremo, abbiamo ottenuto attenzione da Cingolani e del Mef". D'accordo il Pd, che già eri con Enrico Letta aveva chiesto misure una tantum: oggi Gianluca Benamati, capogruppo Pd in commissione Attività produttive alla Camera, auspica "un intervento eccezionale sulle componenti parafiscali e fiscali del costo dell'energia elettrica". Anche per il presidente dei senatori di Italia Viva Davide Faraone "nel breve periodo bisogna metterci i soldi ed evitare l'aumento per cittadini ed imprese ma nel medio bisogna incentivare l'uso delle rinnovabili e sburocratizzare gli investimenti. È necessario creare alternative per evitare l'aumento delle bollette. Il governo deve intervenire per calmierare i costi per famiglie e imprese". Dal canto suo il leader della Lega Matteo Salvini, ricorda che "c'è un'Iva che sulle bollette pesa per 5 miliardi e quella dipende unicamente dal governo". Emilio Miceli, segretario confederale della Cgil, avverte che "con questo tipo di regolazione si rischia di determinare una frattura sociale irreversibile. Il prezzo delle materie prime è sempre cresciuto anche quando il petrolio era a 30 dollari. Parliamo di stangata – spiega Miceli – senza alcuna esagerazione perché sono in arrivo aumenti di tre volte del costo dell'energia elettrica e di cinque volte quelli della bolletta del gas, al netto dell'aumento delle quote ETS. È necessario quindi evitare la stangata e contemporaneamente mettere mano al cambiamento del modello di regolazione. L'energia non è un bene di lusso e non può aumentare del 40%". Tutti sono d'accordo sulla necessità di evitare gli aumenti delle bollette dell'energia. Sul come farlo, quali strumenti adoperare e quali leve toccare, le posizioni divergono. Ed è inevitabile che la questione tiri in mezzo il modello di sviluppo e l'epocale partita della transizione ecologica. Nell'immediato, il governo è al lavoro per fronteggiare i forti rincari delle bollette previsti per l'autunno che, come ha annunciato nei giorni scorsi il ministro Roberto Cingolani, viaggerebbero attorno al 40% per l'elettricità e al 31% per il gas. Il consiglio dei ministri convocato per oggi per discutere di Green pass comincerà col prendere in considerazione tre opzioni: un intervento sull'Iva pagata dai consumatori (dal 10 al 4%), una misura una tantum per scongiurare l'aumento o l'utilizzo di parte dei fondi per le aste dei diritti per le emissioni di CO2 per pagare gli oneri di sistema, cioè gli investimenti per le energie rinnovabili oppure le spese per lo smaltimento e la gestione delle scorie nucleari. La Spagna, ad esempio, ha deciso di tassare ulteriormente i profitti delle società

energetiche. La Francia sta studiando la possibilità di ampliare i voucher sull'energia che già ora utilizzano 5,5 milioni di famiglie della fascia di reddito medio-bassa. IL COMMISSARIO UE Paolo Gentiloni da Bruxelles sostiene che la transizione climatica «ovviamente comporta anche un incremento di prezzi per i prodotti più inquinanti» e invita a interrogarsi «su come mettere in piedi ombrelli per evitare conseguenze sociali troppo aspre», anche tra le fila politiche italiane l'intenzione è quella di far fronte comune contro i rincari. Il leader M5S Giuseppe Conte promette «forte determinazione» visto che «se dall'oggi al domani luce e gas aumentano del 30-40% il bilancio familiare salta». La camera esaminerà il prossimo 22 settembre la mozione di M5S. MATTEO SALVINI ricorda che «l'Iva sulle bollette pesa per 5 miliardi e dipende unicamente dal governo». Ma la Lega e altre componenti della maggioranza giocano di sponda con alcune delle aperture dei giorni scorsi di Cingolani sul nucleare, poi ritrattate in seguito al vertice con Conte e i ministri del M5S. Lo stesso Salvini avvia la giornata dicendosi pronto ad ospitare una centrale in Lombardia. La vicepresidente della Regione Letizia Moratti non si tira indietro: «Il nucleare ha fatto grandissimi passi avanti, adesso c'è un nucleare verde, un nucleare sicuro, personalmente credo sia anche il modo per non pagare bollette che continuano a crescere, siamo troppo dipendenti dall'estero per importare energia». IL PD, TRAMITE il vicepresidente del gruppo al senato Franco Mirabelli, si dice «contrario a riaprire una discussione su cui gli italiani si sono già espressi in modo chiaro con un referendum». Per Loredana De Petris di LeU, quella di Salvini sul nucleare sono soltanto «chiacchiere». Il tema delle bollette, piuttosto, «dimostra come la massima urgenza sia oggi premere l'acceleratore a tavoletta sulla riconversione alle energie rinnovabili. Non c'è altra strada, in prospettiva, per tenere sotto controllo il costo dell'energia e non

rimanere esposti alle fluttuazioni del mercato». Anche per De Petris c'è una strada per evitare che paghino i cittadini: «L'aumento del costo del gas è reale ma non bisogna dimenticare che il costo dell'energia ha un peso relativo sulle bollette – spiega – Dunque, in un frangente simile, il dovere del governo è tagliare i costi delle altre voci».IL SEGRETARIO confederale della Cgil Emilio Miceli è preoccupato che tutto ciò pregiudichi la necessità storica di cambiare modello energetico in chiave sostenibile. «Avvertiamo il rischio di rimettere in discussione il percorso di cambiamento che si è fatto finora per ridurre il riscaldamento globale», dice Miceli. Che poi evoca la necessità di chiarire la struttura delle bollette dell'energia: «Lo stato, in questi anni, ha scaricato sulle bollette elettriche tutte le sue inefficienze – sostiene Miceli – Sarà bene che la bolletta torni ad essere quello che è: un misuratore del consumo di energia ma continuando a farsi carico delle fasce più deboli».

Perché la Russia ci ricatta con il gas russo? Perché dei fessi hanno detto che il gas del TAP costava meno del gas russo? Perché vogliamo importare 100 miliardi annui di fossile e rinunciamo a pompaggi e chimica verde?

Naturalmente, ci sono sempre stati piccoli intoppi nella relazione decennale **europea-russa del gas** . Ma solo se la disputa sul transito del gas con l'Ucraina si fosse messa in mezzo. Velocemente finito, presto dimenticato. Ma Clini allora Ministro Ambiente fece produrre energia elettrica persino con nafta e carbone,compiacente il prof.Clo,accanito contro le rinnovabili ora..Quello che sta accadendo attualmente nei mercati europei del gas e al Cremlino è di **diverso calibro** . Mentre l'Europa geme sotto i prezzi del gas, che ora sono così alti che l'industria e le case calde sono a rischio questo inverno, la Russia sta offrendo la prospettiva: **potremmo consegnare di più - tramite Nord Stream 2** . L'aggiunta prevista è: se vuoi uscire dalla trappola del gas, le tue autorità devono portare rapidamente la **certificazione in attesa per il gasdotto** .In considerazione delle enormi capacità di trasporto gratuito in Polonia e Ucraina, questo può essere sicuramente inteso come una **dichiarazione di guerra**. D'altra parte, ci sono anche dubbi sul fatto che la Russia possa effettivamente fornire di più dai suoi giacimenti di gas così facilmente, il che sarebbe anche una novità. In qualunque modo la si giri: la **vecchia certezza** che Gazprom consegnerà sempre abbastanza gas naturale a prezzi ragionevoli è **svanita** , riporta il tedesco Jakob Schlandt.È invece politicamente voluto l'aumento del prezzo dei combustibili fossili dovuto al **nuovo scambio di quote di emissioni** che la Commissione Europea vorrebbe introdurre per gli **edifici ei trasporti** . Ma quanto aumenteranno i prezzi, cosa ci si può aspettare? Florence Schulz ha esplorato questa

domanda in modo molto dettagliato. La linea di fondo è: meno infrastrutture di risparmio e opportunità creano gli Stati membri, più costoso sarà. In ogni caso, Bruxelles vuole evitare uno shock dei prezzi nel 2026 adottando **misure precauzionali**. La ricerca tedesca di Susanne Ehlerding si inserisce perfettamente in questo. Perché i **requisiti normativi** (anziché la pressione sui prezzi di mercato) nel settore **dell'edilizia** sono visti con favore sia dall'industria che, sorprendentemente, dai cittadini. Nel testo di una nuova legge sui pompaggi e standard in edilizia imparerai quale mix e quali strumenti sono appropriati per ottenere finalmente risultati di risparmio. A queste considerazioni europee, si somma la cecità italiana dei politici e manager energetici, tutti da cambiare perché impeneati di fossile che vogliono difendere. Vedi il no da 20 anni ai pompaggi che potrebbero garantirci l'indipendenza energetica senza 100 miliardi di import fossile annuo, uno sconto delle bollette care del 40% e in prospettiva di 60 anni un Pil additivo di 400 miliardi annui che in 60 anni, sono 36.000 miliardi. Se Draghi e Cingolani non fanno questi conti e non si associano ai tedeschi in chimica verde, perderemo il ruolo di seconda fabbrica europea per colpa della visione fossile della destra e Lega in politica con i nostri mediocri manager energetici che dicono importare è meglio di produrre, ma così lastricano di sconfitte e PIL ridotto con occupazione girata all'estero l'Italia. Ogni 100 miliardi di fossile importato sono 20.000 posti in meno per miliardo, ora con 100 miliardi di import fossile, sono 2 milioni di posti in meno. Lo stesso avviene nel pesce dove importiamo per 20 miliardi che sono 400.000 posti in meno. In Agricoltura l'Olanda esporta 110 miliardi che fanno 2,2 milioni di occupati in più mentre l'Italia attaccata ora persino su Prosek e aceto balsamico, esporta poco per 30 miliardi che sono solo 600.000 posti. Cioè l'Olanda con agricoltura in serre occupa 2,2 milioni di posti esportando mentre l'Italia esportando poco impiega solo 0,6 milioni di persone. La Lega con la destra sono i partiti distruttivi perché vogliono importare fossile, agricoltura, pesce non decidendo mai di investire su piani industriali seri ma solo su appalti autostrade o centrali nucleari francesi, edilizia e appalti MM cari con 100 miliardi per inceneritori da diossina cancro (vedi proposta Salvini-Testa di Assoambiente che vuole anche il nucleare).

Come si produce gas verde o metano rinnovabile per lo stoccaggio di energia rinnovabile con particolare attenzione ai processi basati su cellule elettrolitiche di

ossido solido. Le questioni ambientali legate al riscaldamento globale spingono costantemente il settore energetico basato sui combustibili fossili verso un utilizzo efficiente ed economicamente sostenibile delle energie rinnovabili. Tuttavia, le sfide legate all'energia rinnovabile richiedono percorsi alternativi per la sua conversione in combustibili e prodotti chimici mediante un approccio emergente Power-to-X. Il metano è uno di questi combustibili di alto valore che può essere prodotto attraverso percorsi elettrolitici alimentati da fonti rinnovabili. Tali percorsi impiegano elettrolizzatori alcalini, elettrolizzatori a membrana a scambio protonico ed elettrolizzatori ad ossido solido, comunemente noti come celle di elettrolisi ad ossido solido (SOEC). I SOEC hanno il potenziale per utilizzare il calore di scarto generato dalle reazioni di metanazione esotermica per ridurre il costoso input di energia elettrica richiesto per l'elettrolisi. sintesi *in situ* del metano all'interno di un singolo reattore. Tuttavia, il concetto di metanazione *in situ* nelle SOEC è ancora in una fase nascente e richiede progressi significativi nei materiali SOEC, in particolare nello sviluppo di un elettrocatalizzatore catodico che dimostri attività sia verso l'elettrolisi del vapore che verso le reazioni di metanazione. Altrettanto importante è il design appropriato del reattore insieme all'ottimizzazione delle condizioni operative della cella (temperatura, pressione e potenziale applicato). Questa recensione chiarisce tali sviluppi insieme alle opportunità di ricerca e sviluppo in questo spazio. Viene anche presentato qui un confronto di efficienza dei diversi percorsi di produzione di metano sintetico utilizzando SOEC in varie modalità, ovvero come fonte di idrogeno, syngas e miscela idrogeno/anidride carbonica, e persintesi *in situ del* metano.

introduzione. Il consumo globale di energia è in aumento sin dagli albori dell'industrializzazione. Tale aumento può essere attribuito alla rapida crescita economica in tutto il mondo e all'aumento della popolazione. World Energy Outlook 2019 [sommario esecutivo dell'Agenzia internazionale per l'energia (IEA) 2019] e altri ([Criqui e Kouvaritakis, 2000](#) ; [Newell et al., 2018](#)) riportano che nel 2018 il consumo energetico mondiale è aumentato del 2,3%, ovvero quasi il doppio della media tasso di crescita dal 2010. La conseguenza deleteria di un consumo così elevato di energia è

un'emissione complessiva di CO₂ di 33,1 Gt, che è dell'1,7% superiore a quella del 2017. Ciò equivale a un aumento di 2,4 ppm della concentrazione totale di CO₂ atmosferica come dichiarato dall'AIE ([Capuano, 2018](#)) e altri ([Saracoglu et al., 2018](#)). Secondo gli studi condotti dalla National Aeronautics and Space Administration (NASA) e i recenti rapporti delle Nazioni Unite, un'accelerazione così costante dei livelli di CO₂ aumenterà la temperatura terrestre di 1,5°C entro il 2052, portando allo scioglimento del ghiaccio artico e al successivo pericoloso aumento a livello del mare. Tali effetti, insieme al graduale esaurimento dei combustibili fossili, hanno reso un caso convincente per lo sviluppo e la diffusione di fonti di energia rinnovabile (RE) come l'energia solare, eolica, delle maree e geotermica.

Nell'ultimo decennio è stata osservata una sostanziale riduzione dei costi di produzione e di capitale associati agli impianti di energia solare ed eolica.

Renewables 2018 ([Saracoglu et al., 2018](#)) prevede che entro il 2023 ci sarebbero 1.460 TW h di elettricità da solare fotovoltaico e 1.880 TW h di elettricità da turbine eoliche offshore e onshore ([Renewables, 2018](#)).

Un'analisi dello scenario energetico mondiale in termini di tipo di combustibile mostra che il consumo di fonti rinnovabili è cresciuto a un tasso di crescita annuo di circa il 12% negli ultimi 10 anni, guidato dallo spostamento della produzione di energia elettrica verso le fonti rinnovabili ([Tanaka, 2010](#)).

Nonostante i numeri impressionanti, l'intermittenza intrinseca e la distribuzione geografica irregolare delle fonti di energia rinnovabile rimangono una barriera per un solido caso commerciale di tecnologie energetiche pulite e, pertanto, la dipendenza dai combustibili fossili continua. Pertanto, i fattori chiave per la tecnologia rinnovabile saranno percorsi per lo stoccaggio efficiente ed economico, nonché il trasporto di RE dalle aree di approvvigionamento ricche di RE alle aree di domanda come le città e gli stabilimenti industriali. In questo contesto, la conversione delle energie rinnovabili in vettori energetici immagazzinabili e trasportabili è considerata

una strada promettente per bilanciare l'equazione domanda-offerta di energia.

Una tecnologia emergente in quest'area è ampiamente definita come Power-to-X, dove X può essere un carburante come idrogeno, ammoniaca, metanolo e dimetiletere o una sostanza chimica di base come lubrificanti e carburanti per aviazione ([Foit et al., 2017](#) ; [Rego de Vasconcelos e Lavoie, 2019](#) ; [Dueñas et al., 2020](#)). L'idrogeno è un combustibile a zero emissioni di carbonio con un'elevata densità di energia gravimetrica (33,3 kW h/kg) che può essere sintetizzato utilizzando vari processi elettrolitici, fotocatalitici o termochimici solari ([Chen e Shangguan, 2013](#) ; [Acar e Dincer, 2019](#)) e può essere riconvertito in modo efficiente in energia senza emissioni di carbonio. Tuttavia, i principali ostacoli in un'economia RE basata sull'idrogeno sono le difficoltà nello stoccaggio e nel trasporto dell'idrogeno a causa di processi ad alta intensità energetica di compressione o liquefazione e perdite per evaporazione durante il trasporto. Ad esempio, fino al 12% del contenuto energetico dell'idrogeno viene perso durante la compressione del gas alle pressioni richieste ([Makridis, 2017](#) ; [Bruce et al., 2018](#)). Sebbene l'idrogeno abbia un contenuto di calore gravimetrico molto elevato (potere calorifico inferiore (LHV) 33,3 kW h/kg), il suo contenuto di calore volumetrico è molto basso (2,73 Wh/L). Inoltre, devono essere affrontate diverse sfide relative alle proprietà meccaniche dei materiali di stoccaggio ([Christian et al., 2013](#) ; [Prabhukhot Prachi et al., 2016](#)).

Un ultimo anello della tecnologia della catena di approvvigionamento è la riconversione dell'idrogeno in energia che richiede anche un sostanziale sviluppo dal basso verso l'alto. La maggior parte dell'attuale infrastruttura per l'utilizzo di combustibili a carbone come benzina, diesel o gas naturale non può essere utilizzata con idrogeno in alta concentrazione a causa di problemi legati all'infragilimento da idrogeno, alla distanza di viaggio della fiamma e all'elevata temperatura di [autoaccensione](#) ([Verhelst e Wallner, 2009](#)).

In risposta a queste sfide, appare interessante immagazzinare e trasportare energia sotto forma di vettori di idrogeno, dove il metano è considerato uno dei vettori di energia cum idrogeno promettenti e pratici grazie al suo contenuto di calore moderatamente elevato (LHV di 13 kW h/kg) rispetto ad altre potenziali alternative come benzina (LHV di 12 kW h/kg) e ammoniaca (LHV di 5,2 kW h/kg), energia di compressione inferiore (0,56 kW h/kg alla consueta pressione di compressione di 350 bar) ([Makridis 2017](#)), e sintesi facile utilizzo RE e rifiuti CO₂ ([Figura 1A](#)).

FIGURA 1

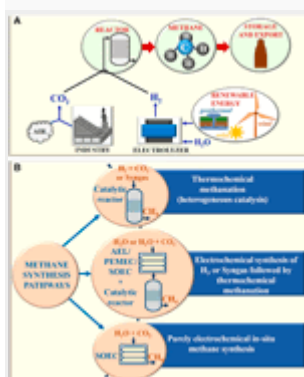


FIGURA 1 . A) Sintesi del metano attraverso reattori elettrochimici alimentati da fonti rinnovabili. **(B)** Tre principali vie di sintesi del metano.

Il metano è un costituente primario del gas naturale (50-90%) e può essere efficacemente utilizzato per qualsiasi applicazione in cui viene attualmente utilizzato il gas naturale. Oltre a questo, il metano trova anche potenziali applicazioni nella produzione di diversi prodotti chimici. Il Global Energy Statistical Yearbook afferma che dal 2010 al 2018 il consumo globale di gas naturale è aumentato dell'11% e l'IEA ha previsto che questo valore salirà a quasi il 55% con un consumo totale di gas di ~ 53.330 TW h entro il 2040 ([Capuano, 2018](#)). Recentemente, c'è stato un interesse nell'utilizzo del metano come probabile vettore di RE, specialmente nel contesto dell'abbondante potenziale di RE dell'Australia e della sua visione come esportatore dello stesso in altri paesi.

Sono allo studio diversi processi per produrre metano da materie prime (tipicamente CO_2 e H_2). Questi includono termochimico ([Mills e Steffgen, 1974](#) ; [Anderson et al., 1984](#) ; [Schulz, 1999](#) ; [Junaedi et al., 2014](#) ; [El Sibai et al., 2015](#)), fotocatalitico ([Kondratenko et al., 2013](#) ; [Wang K. et al., 2015](#)) . [al., 2017](#) ; [Murugesan et al., 2020](#)), elettrochimico ([Kondratenko et al., 2013](#) ; [Clausen et al., 2019](#) ; [Kofler et al., 2019](#)) e biogeno ([Hobson et al., 1981](#) ; [Cimon et al. ., 2020](#)) itinerari. Tra questi, la metanazione termochimica è forse la più studiata e attualmente utilizzata per la produzione di metano sintetico. Il processo può utilizzare l'idrogeno generato in modo non rinnovabile attraverso processi di reforming del gas naturale e del petrolio o in modo rinnovabile mediante elettrolisi, fotocatalisi, reforming del plasma, scissione termochimica dell'acqua, fermentazione oscura e biofotolisi ([Acar e Dincer, 2019](#)). Le tecnologie di produzione dell'idrogeno sono state presentate in letteratura in modo molto approfondito, con una pletora di revisioni su materiali, metodi e tecno-economia degli stessi ([Nikolaidis e Poullikkas, 2017](#) ; [Acar e Dincer, 2019](#) ; [Zhu et al., 2019](#)).

Nel genere delle vie elettrolitiche, una tecnologia relativamente in fase iniziale che offre una soluzione scalabile, economica e altamente efficiente per produrre idrogeno puro o syngas (una miscela di CO e H_2) per la metanazione si basa sull'elettrolisi dell'ossido solido. Più interessante, può essere utilizzato per sintetizzare direttamente metano da vapore e CO_2 co-elettrolisi con una giusta combinazione di elettrocatalizzatore e condizioni di processo. Tuttavia, questa via di sintesi del metano non è ancora ben consolidata, con una scarsa conoscenza del meccanismo fondamentale, dei percorsi di reazione e dello sviluppo di materiali su misura per migliorare la cinetica di reazione, la selettività del prodotto e l'efficienza del processo. Inoltre, la scala e la durata degli elettrolizzatori a ossido solido rimangono limitate rispetto a quelle degli elettrolizzatori alcalini e a membrana a scambio protonico (PEM) più affermati.

Per la sintesi del metano utilizzando una cella elettrolitica ad ossido solido (SOEC) accoppiata a un metanatore termochimico, le sfide sono essenzialmente quelle relative alla produzione di idrogeno e syngas nelle SOEC. Questa recensione chiarisce tali questioni, seguita da una breve discussione sull'area emergente della generazione di metano in un'unica fase in SOEC tramite co-elettrolisi di vapore (invece di idrogeno) e CO_2 . Alla fine è stato presentato anche un confronto dell'efficienza della sintesi del metano utilizzando SOEC in tutte le possibili configurazioni. Per tale confronto, studi precedenti ([Jensen et al., 2015](#) ; [Luo et al., 2018](#) ; [Wang et al., 2018](#) ; [Wang L. et al., 2019](#)) si sono concentrati sulle SOEC solo come fonte di idrogeno e syngas (H_2/CO), ma qui abbiamo considerato le SOEC come una fonte di miscela H_2/CO_2 e anche per la metanazione *in situ*.

Principali vie di sintesi del metano

A differenza di altri vettori emergenti di idrogeno, l'infrastruttura per la sintesi, lo stoccaggio, il trasporto e l'utilizzo del metano è abbastanza ben consolidata. Negli ultimi decenni sono emersi diversi percorsi di sintesi del metano che possono essere ampiamente classificati come mostrato nella [Figura 1B](#) e sono stati brevemente descritti in questa recensione con una discussione dettagliata sulle SOEC. Le vie di produzione sintetica del metano possono essere classificate come segue:

- (1) Processo puramente termochimico in un reattore catalitico che utilizza biosyngas o syngas industriale, o altre fonti non elettrolitiche di H_2 e CO_2 (discusso in *Via puramente termochimica della sintesi del metano*)
- (2) Processo termoelettrochimico combinato in cui H_2 prodotto da vie elettrolitiche [utilizzando celle elettrolitiche alcaline (AEL) o celle elettrolitiche PEM (PEMEC) o celle elettrolitiche ad ossido solido

(SOEC)] o syngas prodotto da vapore/ CO_2 -l'elettrolisi in SOECs è utilizzata per la metanazione termochimica in un reattore catalitico convenzionale (discusso nella via *termo-elettrochimica combinata di sintesi del metano e sfide e progressi nella produzione elettrolitica di idrogeno e syngas in cella elettrolitica di ossido solido integrata con reattore termochimico per metano sintesi*)

(3) Processo puramente elettrochimico di sintesi di metano *in situ* in SOEC ad alta temperatura (discusso nello *stato dell'arte della sintesi di metano in situ puramente elettrochimico in cella elettrolitica ad ossido solido*)

Come si può ben intuire dalle suddette classificazioni, la produzione di metano sintetico richiede una fonte di carbonio insieme ad una fonte di idrogeno elettrolitica o non elettrolitica. Diversi processi industriali producono off-gas di CO_2 altamente puro e concentrato , che può essere separato dalle impurità e sequestrato ([Farla et al., 1995](#)). Questi processi includono la produzione di alcoli (etanolo e metanolo), la sintesi dell'ammoniaca, la produzione di combustibili sintetici e la produzione di diversi prodotti chimici organici. Altre fonti di CO_2 in alta concentrazione includono gli impianti siderurgici ([Kim e Worrell, 2002](#)) e le industrie del cemento ([Taylor et al., 2006](#)). Anche i riscaldatori di processo, le unità di cracking catalitico fluidizzato e il reforming del metano a vapore delle unità di produzione di idrogeno nelle raffinerie ([Van Straelen et al., 2010](#)) sono importanti fonti di CO_2 .

Un processo ingenuo ma promettente per la produzione di CO_2 è la cattura diretta dell'aria, che è un processo industriale di intrappolamento della CO_2 dall'ambiente con successiva conversione in flusso di CO_2 puro che può essere sequestrato o riciclato per altri processi industriali ([Figura 2](#)). . I processi disponibili per questa tecnologia emergente includono l'assorbimento di CO_2 da membrane a scambio ionico con rigenerazione a

variazione di umidità ([Lackner, 2003](#)), ammine solide su un substrato di silice mesoporosa ([Grey et al., 2008](#)) e soluzione acquosa alcalina ([Keith, 2009](#)).).

FIGURA 2

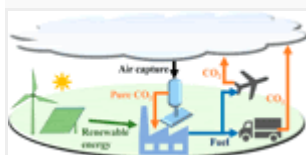


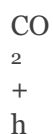
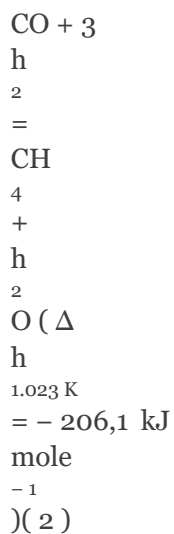
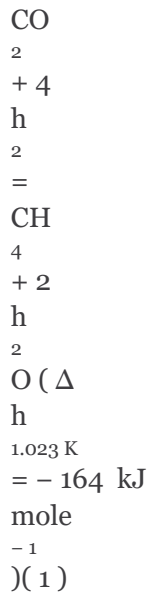
FIGURA 2 . Gli scarichi dei veicoli e altre fonti di gas serra possono essere catturati dall'aria e la CO₂ così separata può essere riciclata alle fonti di sintesi del carburante.

Via puramente termochimica di sintesi del metano

La maggior parte delle attuali applicazioni industriali del metano sono essenzialmente nei mercati del petrolio o del gas naturale e, come tale, la metanazione sintetica è limitata alla rimozione di CO₂ e CO durante il reforming del metano a vapore in processi come la produzione di ammoniaca. Tipicamente, la metanazione viene effettuata in un reattore catalitico termochimico nell'intervallo di temperatura di 250-350°C e pressione di 25 bar mediante idrogenazione di CO₂ ([Mills e Steffgen, 1974](#) ; [Wei e Jinlong, 2011](#) ; [Junaedi et al., 2014](#) ; [El Sibai et al., 2015](#)) tramite il processo Sabatier ([Eq. 1](#)) o idrogenazione con CO ([Anderson et al., 1984](#) ; [Schulz, 1999](#) ; [Van Der Laan e Beenackers, 1999](#) ; [Méndez e Ancheyta, 2020](#)) tramite il processo Fischer–Tropsch ([Eq. 2](#)). La cinetica di reazione e la selettività del prodotto sono fortemente influenzate dal tipo di catalizzatore e supporto, mentre l'efficienza complessiva del reattore dipende dalla sua progettazione e dalle condizioni operative, che sono state tutte ampiamente studiate fino ad oggi e

non rientrano nell'ambito della nostra presente discussione, e lettori sono riferiti a riviste e libri ([Mills e Steffgen, 1974](#) ; [Rönsch et al., 2016](#) ; [Mebrahtu et al., 2019](#)).

Sia la CO₂ che la metanazione della CO sono reazioni altamente esotermiche accompagnate da una riduzione di volume, quindi favorevoli ad alte pressioni e basse temperature (LT).



$$\begin{aligned} &= \text{CO} + \\ &\text{h} \\ &\text{O} (\Delta \\ &\text{h} \\ &1.023 \text{ K} \\ &= 41,2 \text{ kJ} \\ &\text{mole} \\ &^{-1} \\ &)(3) \end{aligned}$$



Come si può determinare dalle [Eq 1 e 2](#), la metanazione stechiometrica di CO_2 e CO è accompagnata dall'evoluzione di 2,03 e 2,55 kW h di calore per metro cubo di metano prodotto a temperatura e pressione normali di 298 K.

La termodinamica e la cinetica dei processi di metanazione della CO e della CO_2 sono state ampiamente studiate da molti ricercatori ([Gao et al., 2012](#) ; [Sahebdehfar e Takht Ravanchi, 2015](#) ; [Rönsch et al., 2016](#)). Come riportato da [Gao et al. \(2012\)](#), si ottiene una resa massima di CH_4 (>90%) dalla metanazione di CO nell'intervallo di temperatura di 200–300°C. Anche nel caso della reazione Sabatier la resa in metano si mantiene stabile (>90%) per temperature fino a 300°C, indipendentemente dalla pressione. Al di sopra di 450 °C, la reazione di spostamento inverso del gas dell'acqua (RWGS) ([Eq. 3](#)) diventa dominante a causa della sua natura endotermica e determina un aumento del sottoprodotto di CO con una corrispondente diminuzione della resa in metano. Pertanto, il processo complessivo di conversione della CO_2 è dettato dalle reazioni concorrenti 1 e 3.

Una perfetta combinazione di LT, alta pressione, rapporto $\text{H}_2 : \text{CO}_2$ appropriato e catalizzatore adatto svolge un ruolo importante per la massima resa di metano dalla reazione Sabatier. Rispetto alla CO_2 , l'idrogenazione della CO è più esotermica e rilascia 3,58 MW h di calore per ogni tonnellata di metano prodotta, inoltre si prevede che la cinetica di reazione sia più rapida poiché la reattività della CO è probabilmente superiore a quella della molecola di CO_2 . Pertanto, la sintesi del metano da syngas prodotto in modo

rinnovabile potrebbe essere un'opzione migliore invece dell'idrogenazione con CO_2 con solo idrogeno prodotto in modo rinnovabile (processo Sabatier), come ulteriormente discusso in *Efficienza energetica della sintesi del metano tramite diverse vie elettrochimiche*.

Percorso combinato termo-elettro-chimico di sintesi del metano

La generazione di idrogeno verde per la produzione di metano sintetico è stata ampiamente studiata utilizzando diverse celle di elettrolisi o elettrolizzatori sviluppati negli ultimi decenni. Questi elettrolizzatori possono essere classificati in base al tipo di elettrolita (acquoso o solido) e alle specie ioniche trasportate durante l'elettrolisi e ai regimi di temperatura di esercizio come mostrato nelle [Figure 3A,B](#). Gli elettroliti a base di soluzione acquosa erano la scelta originale per gli elettroliti e il design dell'elettrolizzatore tecnologicamente più avanzato, AEL, si basa su un elettrolita acquoso che trasporta ioni ossidrilici (OH^-). Inoltre, è emersa la famiglia di elettrolizzatori basati su elettroliti a membrana solida in cui gli elettroliti sono solidi non porosi, che possono essere protoni (H^+) o conduttori di ioni ossido (O^{2-}). Questo gruppo di elettrolizzatori può funzionare in un'ampia gamma di temperature e può essere ampiamente classificato in bassa temperatura (LT; $<100^\circ\text{C}$), temperatura intermedia ($100\text{--}500^\circ\text{C}$) e alta temperatura (HT; $>500^\circ\text{C}$). Oltre a questi tipi comuni, sono stati valutati in una certa misura elettrolizzatori basati su elettroliti di carbonato fuso in cui l'elettrolita è un materiale di carbonato fuso che opera a temperature superiori a 600°C ([Hu, 2016](#); [Hu et al., 2016](#)).

FIGURA 3

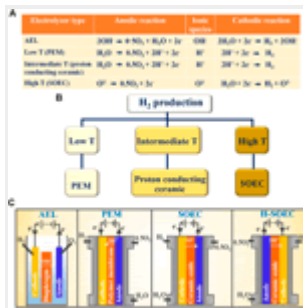


FIGURA 3 . A) Specie ioniche per diversi tipi di elettrolizzatori. **(B)** Classificazione basata sulla temperatura degli elettrolizzatori utilizzati per le vie elettrolitiche solide di sintesi dell'idrogeno. **(C)** Principio di funzionamento di base delle celle elettrolitiche alcaline, delle membrane a scambio protonico, delle celle elettrolitiche ad ossido solido e delle celle elettrolitiche a conduzione protonica dell'ossido solido.

I PEMEC sono i più utilizzati per il funzionamento LT. Membrane elettrolitiche composite polimeriche, membrane elettrolitiche a base di beta allumina e celle elettrolitiche a ossido solido a conduzione protonica (H-SOEC) sono utilizzate per intervalli di temperatura intermedi e celle elettrolitiche emergenti a ossido solido (SOEC) utilizzate per il funzionamento HT ([Figura 3B](#)). I principi di funzionamento di base di AEL, PEMEC, SOEC e H-SOEC sono illustrati nella [Figura 3C](#) . Ciascuno di questi sistemi elettrolitici si trova in una diversa fase di maturità tecnologica e presenta i propri meriti e demeriti, come discusso nelle revisioni ([Carmo et al., 2013](#) ; [Santos et al., 2013](#) ; [Rashid et al., 2015](#)). Nella sezione seguente, abbiamo discusso brevemente la tecnologia AEL e PEM, seguita da una discussione dettagliata sulla tecnologia SOEC.

Elettrolizzatore alcalino

Gli AEL esistono sin dagli albori dell'elettrolisi e sono stati testimoni di notevoli miglioramenti per molti decenni, che li rendono adatti alla produzione di idrogeno su larga scala con capacità fino a 500-760 Nm³ /h (

[Vandenborre et al., 1980](#) ; [Vermeiren et al ., 1998](#) ; [Ulleberg, 2003](#) ; [Ursua et al., 2012](#)).

La configurazione è relativamente semplice con due elettrodi, di solito un catodo in acciaio dolce e un anodo di Ni immerso in un elettrolita liquido alcalino (20-30% di idrossido di potassio, KOH), e separati da un diaframma poroso permeabile sia agli ioni OH⁻ che alle molecole d'acqua . La temperatura di esercizio degli AEL varia da 70 a 90°C e l'idrogeno può essere prodotto a pressioni da 1 a 30 bar ([Ursua et al., 2012](#)). Tuttavia, alcuni dei difetti degli AEL includono la corrosività dell'elettrolita che riduce la durata della cella e una bassa densità di corrente (100-300 mA per cm² dell'area dell'elettrodo) a causa di elevate perdite ohmiche che aumentano l'impronta dell'impianto ([Mazloomi e Sulaiman, 2012](#)). La densità di corrente è un importante dato di merito utilizzato per il confronto dei sistemi elettrolitici in quanto direttamente proporzionale alla velocità di produzione dell'idrogeno. Ancora più importante, la capacità limitata degli AEL di risposta dinamica alle fluttuazioni nella fornitura di energia elettrica è un problema chiave quando è alimentata da fonti RE come solare ed eolica, che sono di natura intermittente. Qualsiasi requisito aggiuntivo per dispositivi di accumulo di energia come batterie e dispositivi elettronici correlati aumenta significativamente i costi di capitale e di processo, portando a un aumento del costo livellato della produzione di idrogeno. Alcune opportunità per un ulteriore miglioramento di questo elettrolizzatore sono nel miglioramento dei materiali del diaframma e degli elettrocatalizzatori.

Elettrolizzatore a membrana a scambio protonico

Per superare i limiti degli AEL, è emerso il concetto di sostituire la soluzione elettrolitica con una membrana polimerica solida avente conduttività protonica e l'elettrolizzatore è diventato noto come PEMEC, più comunemente PEM ([Xu e Scott, 2010](#) ; [Carmo et al., 2013](#) ; [Paidar et al., 2016](#)

; [Jayakumar, 2019](#) ; [Yang et al., 2019](#)). Negli elettrolizzatori PEM, l'ossigeno viene rilasciato all'anodo e gli ioni H^+ migrano al catodo attraverso la membrana polimerica solida non porosa, dove si ricombinano con e^- per rilasciare idrogeno gassoso. Poiché l'anodo e il catodo sono separati dalla membrana dell'elettrolita polimerico, ciò garantisce il minimo crossover di gas con la resa di idrogeno di purezza molto elevata. Il materiale elettrolitico a membrana polimerica più comunemente usato è il Nafion venduto da Dupont Ltd. Sul lato dell'anodo, viene utilizzata una rete di elettrodi a base di titanio (Ti) o schiuma con elettrocatalizzatore di evoluzione dell'ossigeno a base di iridio (Ir), e sul lato del catodo, vengono utilizzate nanoparticelle metalliche di platino (Pt) supportate su un supporto di carbonio ad alta area superficiale. Con miglioramenti nel design e nei materiali, la tecnologia PEM ha compiuto progressi sostanziali e le densità di corrente operativa possono raggiungere $1,5 \text{ A cm}^{-2}$ e l'idrogeno può essere prodotto a pressioni superiori a 30 bar ([Ayers et al., 2010](#)). Il design di PEM è relativamente compatto e di natura modulare, consentendo flessibilità di scala e configurazione del sistema. Negli ultimi dieci anni sono stati compiuti notevoli progressi in termini di maturità tecnologica con sistemi fino a 3 MW disponibili in commercio. Nonostante tali progressi, le sfide tecniche chiave rimangono ancora irrisolte, tra cui i costi elevati associati alla fabbricazione dei componenti, la dipendenza da catalizzatori di gruppi di metalli preziosi e il degrado delle prestazioni nel corso della vita che richiedono un input di energia elettrica incrementale.

Il costo livellato della produzione di idrogeno per chilogrammo da parte del PEM è compreso tra \$ 6,08-7,43 e per AEL, circa \$ 4,78-5,84 ([Bruce et al., 2018](#)). Questi costi dovrebbero diminuire con l'aumentare della scala del sistema. Il costo dell'idrogeno da elettrolisi è alquanto impegnativo considerando le variabili coinvolte; tuttavia, è generalmente accettato che il costo dell'elettricità sia un contributo importante fino al 65% del costo dell'idrogeno ([James et al., 2016](#) ; [McDonagh et al., 2018](#)). Chiaramente, la

riduzione dell'input di energia elettrica e il minor costo dell'elettricità possono portare un cambiamento nel costo dell'elettrolisi.

L'energia teorica minima richiesta per l'elettrolisi dell'acqua con PEM o AEM è di circa 40 kW h/kg di idrogeno. Inoltre, si sommano le perdite associate alla resistenza dell'elettrolita e alle reazioni degli elettrodi (polarizzazione dell'elettrodo) e le perdite a livello di sistema. L'energia totale richiesta a livello di sistema può arrivare fino a 5 kW h per Nm³ di idrogeno, che equivale a circa 60 kW h/kg di idrogeno.

Le SOEC hanno un grande potenziale per superare i limiti di AEL e PEM, in particolare i requisiti energetici ([Luo et al., 2018](#) ; [Wang L. et al., 2019](#)). Inoltre, consente l'elettrolisi non solo dell'acqua ma anche della CO₂ e la co-elettrolisi della miscela vapore/CO₂ ([Bandi et al., 1995](#) ; [Laguna-Bercero, 2012](#) ; [Hansen, 2015](#) ; [Zheng et al., 2017](#)). Il funzionamento della SOEC ad HT (sopra i 600°C) richiede un apporto di energia elettrica sostanzialmente inferiore per chilogrammo di combustibile prodotto grazie alla favorevole termodinamica delle celle, che è stata elaborata in una sezione successiva. Un confronto dettagliato delle caratteristiche di AEL, PEMEC e SOEC è disponibile in letteratura ([Bertuccioli et al., 2014](#) ; [Bhandari et al., 2014](#) ; [Peterson e Miller, 2016](#) ; [Schmidt et al., 2017](#) ; [Buttler e Spliethoff, 2018](#)).

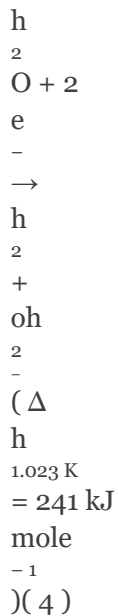
Principio di funzionamento di base delle celle elettrolitiche ad ossido solido e loro applicazione nella produzione di metano sintetico

La [Figura 4A](#) mostra il principio di funzionamento di base delle SOEC. Gli elettrodi sono separati da una densa membrana ceramica conduttrice di ioni. I gas di alimentazione, ovvero vapore o CO₂ o entrambi, vengono forniti al catodo dove reagisce con gli elettroni forniti da un alimentatore esterno per

produrre rispettivamente H₂ e CO e ioni di ossigeno, che vengono trasportati attraverso uno ione- conducendo elettrolita all'anodo, dove si combinano e rilasciare gli elettroni (e⁻) di nuovo ([Bandi et al., 1995](#) ; [Zheng et al 2017.](#) ; [Pandiya et al, 2019.](#)). Le reazioni elettrochimiche che avvengono nelle SOEC sono riportate di seguito:

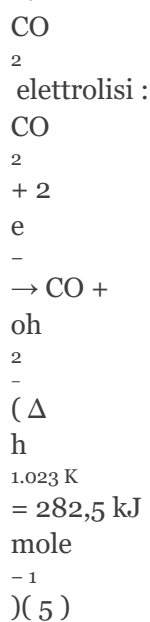
catodo

io. Elettrolisi a vapore :



i. Steam electrolysis: $\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + \text{O}_2 - (\Delta H_{1,023\text{ K}} = 241 \text{ kJ mole}^{-1})(4)$

ii.



ii. CO₂ electrolysis: $\text{CO}_2 + 2\text{e}^- \rightarrow \text{CO} + \text{O}_2 - (\Delta H_{1,023\text{ K}} = 282.5 \text{ kJ mole}^{-1})(5)$

ii.

Vapore/CO

₂

co - elettrolisi :

CO

₂

+

H

₂

O + 4

e

-

→ CO +

H

₂

+ 2

oh

₂ -

(Δ

h

_{1.023 K}

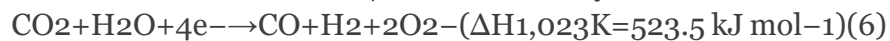
= 523,5 kJ

mole

- 1

)(6)

iii. Steam/CO₂ co-electrolysis:



Anodo

Evoluzione dell'ossigeno :

oh

₂

-

→ 1 / 2

oh

₂

+ 2

e

-

(7)

Oxygen evolution: $\text{O}_2 \rightarrow 1/2 \text{O}_2 + 2\text{e}^-$ (7)

Il gradiente di tensione attraverso la membrana conduttrice di ioni guida la reazione e la tensione operativa minima (V_o) richiesta per il processo è uguale alla variazione dell'energia libera di Gibbs (ΔG):

$$\Delta G = \Delta H - T\Delta S, \quad (8)$$

$$\Delta G = \Delta H - T\Delta S, \quad (8)$$

dove ΔH è la variazione di entalpia data dal calore della reazione e $T \Delta S$ è l'apporto di calore esterno, T essendo la temperatura e ΔS la variazione di entropia.

FIGURA 4

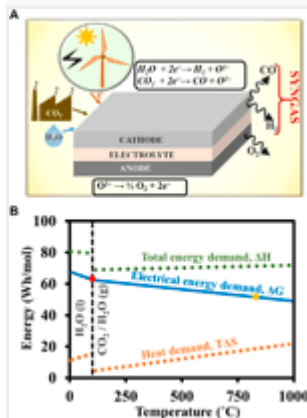


FIGURA 4 . A) Reazioni primarie che avvengono in una SOEC durante la co-elettrolisi H_2O/CO_2 . **(B)** ΔH , ΔG e $T \Delta S$ del vapore / CO_2 scissione in funzione della temperatura. I punti rossi e gialli indicano la temperatura di esercizio tipica di una cella elettrolitica alcalina standard/membrana a scambio protonico e SOEC.

Come si può prevedere dall'Eq. 8, con un aumento di T , ΔH rimane quasi inalterato, mentre ΔG (energia elettrica assorbita) diminuisce quasi linearmente con T (Figura 4B) poiché sia il vapore che la decomposizione di CO_2 sono reazioni altamente endotermiche (Eq 4 e 5). Hansen (2015) ha riportato che il rapporto tra ΔG e ΔH è di circa il 93% a $80^\circ C$ e di circa il 77% a $750^\circ C$. Questa riduzione di ΔG è significativo, in quanto costituisce oltre il 64% del costo totale della produzione di idrogeno elettrolitico, come discusso in precedenza. Ancora più importante, il calore ($T \Delta S$) può essere ricavato sia come calore di scarto di bassa qualità da processi industriali, sia come calore di alta qualità dai concentratori termici solari.

La tensione di esercizio della cella è governata dalla sua resistenza ohmica e dalle resistenze offerte dall'attivazione degli elettrodi, dal trasferimento di

carica, dalla diffusione del reagente e dei gas prodotti e dalla conversione del gas. Tutte queste resistenze insieme sono spesso indicate come resistenza specifica dell'area della cella e determinano l'efficienza e, di conseguenza, il costo di produzione del combustibile.

Materiali, design e modalità di funzionamento delle celle elettrolitiche ad ossido solido per la sintesi del metano

L'elettrolita di ossido solido nelle SOEC può essere un conduttore di ioni ossigeno o un conduttore di protoni. Un importante sviluppo delle SOEC ruota intorno agli elettroliti conduttori di ioni ossigeno, ma c'è stato un rinnovato interesse per gli elettroliti conduttori di protoni per l'applicazione SOEC ([Ding et al., 2019](#) ; [Duan et al., 2019](#) ; [Vøllestad et al., 2019](#)).

Nonostante le prestazioni impressionanti, gli H-SOEC sono ancora agli inizi e limitati alla scala di laboratorio rispetto alla tecnologia basata su conduttori di ioni di ossigeno.

La maggior parte dei materiali e dei metodi di fabbricazione delle SOEC derivano da quelli utilizzati per le celle a combustibile ad ossido solido (SOFC), che è già una tecnologia commercializzata. Per le SOEC allo stato dell'arte, la scelta dell'elettrolita è una ceramica conduttrice di ioni ossigeno nota come zirconia stabilizzata all'8% in moli di ittrio (Y_2O_3) (ZrO_2) o YSZ ([Smart e Weissbart, 1967](#) ; [Bandi et al., 1995](#) ; [Graves et al., 2011](#)). Come mostrato nella [Figura 4A](#), l'elettrolita è inserito tra l'elettrodo del carburante (catodo) e l'elettrodo dell'ossigeno (anodo). I catodi sono generalmente composti da compositi porosi (comunemente noti come cermet) di metallo Ni con YSZ, che si ottiene miscelando NiO con YSZ. I materiali all'avanguardia dell'anodo (elettrodo per l'evoluzione dell'ossigeno) per le SOEC sono lantanio stronzio manganite ($La_{0.8}Sr_{0.2}MnO_{3-δ}$, comunemente noto come

LSM) e il composito YSZ ([Kim et al., 2001](#) ; [Chen et al., 2004](#) ; [Murakami et al., 2010](#) ; [Kaur et al., 2018b](#)), o ferrite di lantanio stronzio cobalto ($\text{La}_{0.8}\text{Sr}_{0.2}\text{Co}_{0.2}\text{Fe}_{0.8}\text{O}_3$), comunemente noto come LSCF) ([Laguna-Bercero et al., 2011](#) ; [Zheng et al., 2014](#)). Diversi nuovi materiali sono in fase di sviluppo e sperimentazione come elettrodi SOEC come le perovskiti a conduttori misti ([Ebbesen e Mogensen, 2009](#) ; [Laguna-Bercero, 2012](#)). In particolare, c'è stata una ricerca significativa su nuovi materiali catodici ([Wang Y. et al., 2017](#)) per quanto riguarda la metanazione, come discusso in *Challenges and Advancement in the Electrolytic Production of Hydrogen and Syngas in Solid Oxide Electrolytic Cell Integrated With Thermochemical Reactor per la sintesi del metano* .

I SOEC possono essere fabbricati in due diverse configurazioni, vale a dire planare e tubolare ([Shi et al., 2015](#)), come mostrato nelle [Figure 5A,B](#) . Le celle planari sono sotto forma di piastre piatte quadrate o rettangolari o dischi circolari ([Figura 5A](#)) che possono essere impilate l'una sull'altra e interconnesse in serie con piastre metalliche o ceramiche denominate interconnessioni, che sono conduttori elettronici sia in riduzione che in atmosfere ossidanti. Le celle planari possono essere supportate da elettrodi ([Knibbe et al., 2010](#)) in cui viene prima preparato l'anodo, seguito dalla colata di uno strato più sottile di elettrolita in cima ([Figura 5C](#)), o supportate da elettrolita ([Ursua et al., 2012](#) ; [Ghaib e Ben-Fares, 2018](#)) in cui l'elettrolita viene prima fabbricato, seguito dal rivestimento dell'elettrodo ([Figura 5D](#)). Nelle celle supportate da elettrodi, l'elettrolita ha uno spessore di pochi micron, il che riduce notevolmente la resistenza ohmica. Tuttavia, tali elettroliti sottili sono vulnerabili alle sollecitazioni meccaniche e soggetti a guasti in condizioni di carico continuamente variabili che sono comuni con le energie rinnovabili. Un altro progetto in esame è una cella supportata da metallo in cui una piastra metallica porosa funge da supporto e su di essa

possono essere rivestiti strati molto sottili di elettrodo ed elettrolita ([Tucker, 2010](#) ; [Leah et al., 2017](#)).

FIGURA 5

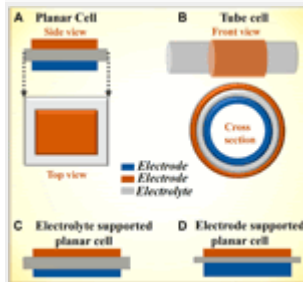


FIGURA 5 . Schema di una tipica cella planare **(A)** e cella tubolare **(B)** . Schema di celle supportate da elettrolita **(C)** e celle supportate da elettrodi **(D)** .

Il design planare garantisce un'elevata produzione volumetrica di idrogeno e un facile processo di fabbricazione. Tuttavia, le principali preoccupazioni includono problemi con la tenuta ermetica necessaria per separare il gas combustibile dall'aria e le sollecitazioni di compressione che riducono la capacità del camino di far fronte ai cicli termici.

In alternativa, è disponibile un design tubolare ([Figura 5B](#)), in cui viene formato un elettrolita o un catodo (elettrodo di combustibile) a forma di tubo, tipicamente mediante processi come pressatura di sacchetti isostatici, estrusione o colata a freddo. Una volta che il componente di partenza è stato preparato, gli elettrodi/elettroliti rimanenti possono essere rivestiti con una varietà di processi, inclusi rivestimento per immersione, rivestimento a spruzzo o verniciatura a pennello. Le celle tubolari sono autoportanti e possono essere impilate una accanto all'altra in fila o come un fascio di più tubi. Nel caso delle celle tubolari supportate da elettroliti, i requisiti per la sigillatura sono meno rigorosi e la capacità di far fronte al ciclo termico si è dimostrata migliore ([Kaur et al., 2018a](#)). Gli svantaggi di questa geometria tubolare sono una densità di corrente volumetrica inferiore che porta a un

ingombro maggiore del sistema e problemi con la progettazione e la fabbricazione di collettori di corrente per la raccolta di corrente dall'interno del tubo.

Le SOEC possono essere utilizzate in quattro diverse modalità o configurazioni per la sintesi del metano come mostrato nella [Tabella 1](#) . Le prime due modalità appartengono a vie termoelettrochimiche di sintesi del metano, mentre le modalità 3 e 4 costituiscono vie puramente elettrochimiche ([Figura 1B](#)). Nelle modalità 1 e 2, le SOEC agiscono semplicemente come una fonte di idrogeno o gas di sintesi accoppiate con un SR convenzionale separato o un reattore di metanazione (MR), rispettivamente, mentre le modalità 3 e 4 comprendono la metanazione effettuata in un singolo reattore senza la necessità di un reattore separato processo a valle. Le differenze tra le modalità 3 e 4 sono la temperatura di esercizio e il ruolo del catodo verso l'intero processo. Nella modalità 3, il catodo stesso agisce come catalizzatore di metanazione, oppure il catalizzatore è in contatto fisico diretto con il catodo, indicato come elettrodi a doppio strato. Con catodi a doppio strato, sia vapore/ CO_2 la co-elettrolisi e la metanazione avvengono sul catodo stesso, la caratteristica fondamentale è che il SOEC può essere mantenuto ad una singola temperatura. Al contrario, nel modo 4, il catalizzatore è posto come letto separato in prossimità dell'elettrodo (ad una certa distanza dall'elettrodo) in regioni più fredde della cella ma sempre all'interno della stessa cella. Quindi, in questo caso, la cella presenta due zone: una zona di elettrolisi ad alta temperatura, dove il syngas viene prodotto dalla co-elettrolisi, seguita da una zona a temperatura più bassa carica di catalizzatore, dove il syngas insieme alla CO_2 non convertita subisce metanazione. Come previsto, l'efficienza energetica e il costo della produzione di metano varieranno per ciascuno di questi percorsi ([Luo et al., 2018](#)), e un confronto sugli stessi è stato fornito in dettaglio in *Efficienza energetica della sintesi del metano attraverso diversi percorsi elettrochimici* .

TABELLA 1

Mode	Process description
Mode 1	SOEC supplies hydrogen produced by steam electrolysis to a conventional Sabatier reactor. Heat from the Sabatier reactor can be used for the SOEC reactor (i.e., steam production and maintaining temperature).
Mode 2	SOEC supplies syngas produced by steam/CO ₂ electrolysis to a conventional methanation reactor. Heat from the methanation reactor can be used for the SOEC reactor (i.e., steam production, heating reactant gases, and maintaining temperature).
Mode 3	In situ methanation in a single temperature zone cell where both steam/CO ₂ co-electrolysis and methanation occur on the cathode feed. One-step process without a downstream reactor.
Mode 4	In situ methanation in a dual temperature zone cell where syngas generation from steam/CO ₂ co-electrolysis occurs on the cathode maintained at a high temperature followed by its methanation on a catalyst bed kept at a lower temperature, but both housed inside the same cell.

TABELLA 1 . Diverse modalità di funzionamento delle SOEC per la sintesi del metano.

Sfide e progressi nella produzione elettrolitica di idrogeno e syngas in celle elettrolitiche ad ossido solido integrate con reattore termochimico per la sintesi di metano

Per le modalità 1 e 2, menzionate sopra, i materiali e le sfide progettuali sono molto simili alle SOEC allo stato dell'arte e la ricerca sta procedendo a ritmi diversi coerenti con le "onde" nella ricerca e sviluppo (R&S) sull'idrogeno in generale. L'uso vantaggioso delle SOEC con un ridotto apporto di energia elettrica è stato dimostrato sperimentalmente quasi 40 anni fa da [Erdle et al. \(1992\)](#), seguito da [Quandt e Streicher \(1986\)](#) negli anni '80. I principali problemi tecnici per i SOEC come generatori di idrogeno o syngas includono una durata limitata a causa del degrado degli elettrodi, problemi di tenuta e costi di capitale elevati. Il costo del capitale è una funzione di diversi fattori, come il volume di produzione e la scala delle unità, e la catena di approvvigionamento dei materiali. Ci si potrebbe aspettare una drastica riduzione dei costi di capitale con progetti di celle migliorati come le celle microtubulari ([Lei et al., 2017](#); [Chen et al., 2019](#); [Monzón e Laguna-Bercero, 2019](#)), l'avvento di nuovi processi di produzione come la stampa 3D ([Huang et al., 2017](#); [Wei et al., 2019](#)), e l'automazione avanzata che può essere implicita se la tecnologia ottiene l'accettazione del mercato. Le sfide associate

ai materiali sono di natura più fondamentale e il meccanismo di degradazione nelle SOEC non è ancora ben compreso. È generalmente accettato che sia necessaria una maggiore ricerca e sviluppo verso la progettazione di nuovi materiali per elettrodi come la doppia perovskite ([Shin et al., 2015](#) ; [Afroze et al., 2019](#) ; [Tian et al., 2020](#)) o la modifica degli elettrodi esistenti. Quando la CO_2 viene aggiunta al vapore per la generazione di syngas (modalità 2), i problemi relativi alla stabilità dell'elettrodo diventano ancora più impegnativi.

I catodi SOEC sono stati oggetto di intense indagini negli ultimi anni poiché su questo elettrodo si verificano entrambe le reazioni ad alta intensità di energia nelle SOEC, ovvero la scissione del vapore e della CO_2 ([Eq 4](#) e [5](#)). Il materiale del catodo all'avanguardia è un cermet poroso comprendente YSZ e nichel metallico, come menzionato in precedenza in *Materiali di celle elettrolitiche ad ossido solido, progetti e modalità di funzionamento per la sintesi di metano* . Il Ni fornisce le vie di conduzione elettronica e l'attività catalitica, mentre la matrice YSZ impedisce la crescita del grano delle particelle di Ni e fornisce le vie di conduzione ionica che portano ad un'area di confine a tripla fase aumentata ([Bandi et al., 1995](#) ; [Sridhar e Vaniman, 1997](#) ; [Holtappels et al., 1999](#) ; [Graves et al., 2011](#)). Sebbene Ni-YSZ sia la scelta comune dell'elettrodo a combustibile a causa dell'elevata attività catalitica del Ni nella rottura del legame H–H ([Bourcet e Tantardini, 1994](#)), le sue insidie includono l'ingrossamento accelerato, l'agglomerazione e la migrazione lontano dall'interfaccia elettrodo-elettrolita particolarmente in condizioni di elettrolisi; limitata attività catalitica per la scissione della CO_2 ; scarsa stabilità in condizioni di carico variabili; e ridotta resistenza meccanica in presenza di vapore ([Hauch et al., 2008](#) ; [Knibbe et al., 2010b](#) ; [Iwanschitz et al., 2010](#) ; [Chen et al., 2013](#) ; [Khan et al., 2016](#) ; [Wang Y. et al. , 2019](#)). Come Ni viene ossidato per esposizione a vapore o CO_2 , un quantitativo supplementare per il riciclo parziale di H generato è necessario per

mantenere Ni allo stato metallico. La circolazione del gas prodotto non è una sfida critica negli esperimenti su piccola scala di laboratorio; tuttavia, a livello di sistema, potrebbe porre sfide significative in quanto si aggiunge alla complessità dell'impianto. Se si desidera il funzionamento delle SOEC senza ricircolo del gas prodotto, la finestra operativa deve garantire che la pressione parziale dell'ossigeno nella camera di ingresso (camera catodica) rimanga sempre inferiore a 10^{-14} sbarra. Ciò, a sua volta, richiede il funzionamento di SOEC con o al di sopra di particolari densità di corrente. In caso di fornitura di elettricità fluttuante, tale requisito può portare a una riduzione della produzione di idrogeno/syngas se la disponibilità di elettricità non può soddisfare la domanda minima. In alternativa, è possibile utilizzare un controllo di sistema complesso o un'alimentazione di backup, tuttavia, con una notevole penalizzazione del costo del capitale. Di solito, il funzionamento con gas ricircolato come l'idrogeno richiede un basso rapporto vapore/idrogeno nel gas di alimentazione con un contenuto di idrogeno superiore al 10%, preferibilmente fino al 20% di idrogeno con vapore. Un significativo degrado delle prestazioni è stato riportato da [Eguchi et al. \(1996\)](#) ad una maggiore concentrazione di vapore. In una simile osservazione per CO₂ elettrolisi, [Green et al. \(2008\)](#) hanno dimostrato che per un rapporto CO₂/CO decrescente (creando un ambiente più riducente), la resistenza di polarizzazione offerta da un catodo Ni-YSZ prima diminuisce e poi aumenta, il che è contrario alle aspettative generali. Ciò è dovuto alla reazione di Boudouard catalizzata da Ni che porta a una maggiore deposizione di coke che smorza l'attività del catodo. Pertanto, l'elettrolisi a vapore richiede che il catodo sia stabile a basse pressioni parziali di H₂, ma la co-elettrolisi o l'elettrolisi di CO₂ pone la sfida aggiuntiva che il catodo dovrebbe essere tollerante alla CO e resistente al coking. Pertanto, una parte considerevole dell'attuale sviluppo del materiale SOEC si concentra sullo sviluppo di un catodo alternativo che sarà stabile in una varietà di condizioni operative.

Le strategie di sviluppo comportano una modifica del Ni-YSZ o una sostituzione completa con nuovi materiali. La modifica comprende sia sartoriale della microstruttura o l'aggiunta di una fase catalitica al Ni-YSZ, che può migliorare la prestazione catalitica di Ni verso CO₂ scissione. Alcuni ricercatori ([Ishihara et al., 2010](#) ; [Wang et al., 2013](#) ; [Hong et al., 2015](#) ; [Kim et al., 2016](#) ; [Neofytidis et al., 2019](#) ; [Yu et al., 2020](#)) hanno cercato di valutare la lega di Ni con un secondo metallo come promotore, che altera la funzione di lavoro del Ni, migliorando così la sua attività catalitica verso vapore o CO₂ suddividere e ridurre al minimo i problemi relativi alla deposizione di carbonio. Ad esempio, [Ishihara et al. \(2010\)](#) hanno riportato che un catodo bimetallico Ni-Fe serve bene per elettrolisi vapore SOECs temperatura intermedia, forse perché Fe aumenta efficacemente il tasso di H₂ formazione. [Wang et al. \(2013\)](#) hanno esplorato un catodo bimetallico Ni-Fe (con YSZ) per l'elettrolisi di CO₂ e hanno riportato una significativa riduzione della deposizione di carbonio rispetto al Ni nudo durante un periodo di prova di 12 ore. Problemi come il requisito di ricircolo del prodotto e la migrazione di Ni possono ancora persistere e sono necessari test a lungo termine.

Per quanto riguarda la sostituzione completa di Ni-YSZ, un'ampia varietà di materiali come perovskiti, fluoriti e compositi sono stati studiati come potenziali catodi per la generazione di idrogeno e syngas ([Wang Y. et al., 2017](#) ; [Wang Y. et al., 2019](#) ; [Jiang, 2019](#) ; [Pandiyan et al., 2019](#)). Poiché il ruolo chiave del Ni in Ni-YSZ è quello di fornire conduzione elettronica e attività catalitica verso l'elettroreduzione, un'alternativa pertinente è cercare perovskiti che possano potenzialmente esibire queste due caratteristiche. Tali ceramiche, principalmente fluoriti e perovskiti, appartengono al genere dei conduttori elettronici ionici misti. Sono state riportate numerose ricerche sugli elettrodi di perovskite per le SOFC ([Zhu e Deevi, 2003a](#) ; [Faes et al., 2012](#) ; [Mahato et al., 2015](#)); tuttavia, per le SOEC, il numero di pubblicazioni e brevetti nell'area ha iniziato ad aumentare solo negli ultimi anni.

[Yang e Irvine \(2008\)](#) hanno utilizzato stronzio e manganite di lantanio stabilizzato con cobalto ($\text{La}_{0.8} \text{Sr}_{0.2} \text{Cr}_{0.5} \text{Mn}_{0.5} \text{O}_{3-\delta}$, comunemente indicato come LSCM) come catodo con YSZ come elettrolita e ferrite di stronzio lantanio ($\text{La}_{0.7} \text{Sr}_{0.3} \text{FeO}_3$, comunemente LSF) come elettrodo di ossigeno per l'elettrolisi a vapore, e ha ottenuto l'avvio da una concentrazione di idrogeno molto bassa (4% in volume) senza dover superare elevate resistenze ohmiche e di polarizzazione come testimoniato nei catodi a base di Ni prima della riduzione di NiO a Ni. Un altro esempio è l'ossido di titanio drogato o i catodi di titanato. Perovskiti titanate ([Yang et al., 2014](#); [Gan et al., 2016](#) ; [Barnett et al., 2019](#) ; [Dogu et al., 2019](#)) sono stati studiati per diversi anni come alternativa a Ni-YSZ. I titani mancano di attività catalitica per l'elettrolisi e diventa necessaria l'aggiunta di una seconda fase catalitica.

[Marina e Pederson \(2008\)](#) hanno riportato un catodo composito ceria-titanato ($\text{La}_{0.35} \text{Sr}_{0.65} \text{TiO}_3\text{-Ce}_{0.5} \text{La}_{0.5} \text{O}_2$) che ha dimostrato una resistenza alla polarizzazione sostanzialmente inferiore ($0,2\text{-}0,28 \text{ cm}^2$) rispetto a Ni-YSZ ($0,4 \Omega \text{ cm}^2$). Ceria fornisce attività catalitica aggiuntiva e la fase titanato fornisce conduttività elettronica.

Recentemente, [Deka et al. \(2019\)](#) hanno utilizzato il catodo in ferrite di stronzio e lantanio drogato con Ni e Co-lantanio (LSF) per la co-elettrolisi a 800°C . La co-elettrolisi eseguita per 110 h su un catodo $\text{La}_{0.7} \text{Sr}_{0.3} \text{Ni}_{0.1} \text{Co}_{0.1} \text{Fe}_{0.8} \text{O}_3$ ha mostrato un'apprezzabile stabilità di questa composizione al coke. L'LSF co-drogato ha mostrato la più bassa efficienza faradaica, mentre l'LSF drogato con Ni ha fornito un'efficienza faradaica $\sim 100\%$ (vedere la [tabella 2](#) per le prestazioni). Il loro *post* Gli studi sulla struttura vicina ai raggi X hanno rivelato che durante la co-elettrolisi, gli ioni Co possono ossidarsi, diminuendo così il numero di vacanze di ossigeno nel materiale e abbassando la sua attività elettrochimica. Inoltre, a differenza dei catodi drogati con Ni, quelli co drogati hanno mostrato evidenza di formazione di

carbonio grafittico che avrebbe potuto ridurre ulteriormente le prestazioni elettrochimiche della cella.

TAVOLO 2



TABELLA 2 . Principali catodi ed elettroliti testati per co-elettrolisi ed elettrolisi con CO₂ a pressione atmosferica.

Gli ossidi di fluorite drogati a base di ceria e i relativi catodi compositi hanno guadagnato popolarità negli ultimi anni. È generalmente accettato che la ceria (CeO₂), e in particolare la ceria drogata con metalli aliovalenti (gadolinio, samario o praseodimio), come la ceria drogata con gadolinio (GDC) o la ceria drogata con samaria, è immune al coke per la presenza di specie di ossigeno superficiale altamente mobili che reagiscono con qualsiasi carbonio depositato e sopprimono l'accumulo di coke attraverso la gassificazione ([Livermore et al., 2000](#) ; [Goodenough e Huang, 2007](#) ; [Cimenti e Hill, 2010](#) ; [Lee et al., 2016](#) ; [Elleuch e Halouani , 2020](#)). La presenza di tali specie mobili di ossigeno è l'effetto sinergico delle vacanze di ossigeno impartite dal drogante e la riduzione *in situ* di Ce⁴⁺ a Ce³⁺ a HT e in atmosfera riducente. Anche se non così ampiamente studiato per la CO₂ l'elettrolisi o co-elettrolisi, elettrodi ossido di cerio-based hanno già dimostrato il loro merito in SOFC. [Yue e Irvine \(2012\)](#) hanno confrontato le prestazioni del catodo dei compositi LSCM/YSZ e LSCM/GDC per CO₂ elettrolisi e ha concluso che la stessa GDC subisce una riduzione sotto carico applicato, offrendo così una resistenza alla polarizzazione molto inferiore e un'attività catodica migliorata rispetto a YSZ. La ceria drogata ha una conduttività fino a 1 S/cm in atmosfera riducente e, come tale, è necessaria la miscelazione con una fase conduttiva elettronica oppure è necessario rivestire un ulteriore strato di raccolta della corrente sulla

parte superiore del catodo di ceria. Recentemente, il composito LSM e GDC è stato valutato da [Kaur et al. \(2018b\)](#) come catodo SOEC per l'elettrolisi della CO_2 , e non solo ha mostrato migliori prestazioni elettrochimiche, ma è anche risultato significativamente più stabile. L'LSM e le relative strutture fornivano la necessaria conduttività elettronica. [Kulkarni et al. \(2017\)](#) osservato che a 800°C , un catodo drogato con $\text{Pd La}_{0.8} \text{Sr}_{0.2} \text{Co}_{0.2} \text{Fe}_{0.8} \text{O}_{3-\delta}$ (LSCF) con intercalare di ceria drogato con samaria ed elettrolita YSZ ha reso un'elevata efficienza faradaica del 97% con perdite di potenziale minimo minime ([Tabella 2](#)) per il CO_2 elettrolisi. I compositi Ag-GDC sono stati valutati per l'elettrolisi di CO_2 ([Xie et al., 2015](#)). L'Ag possiede un'elevata conduttività elettrica e stabilità chimica in atmosfere ossidanti sopra i 200°C e il GDC ha un'elevata conduttività ionica e buone proprietà catalitiche verso la riduzione della CO_2 in CO/CO_2 atmosfere, e la loro composito ha mostrato promettenti risultati per il CO_2 elettrolisi. Tuttavia, qualsiasi effetto negativo sulle prestazioni della cella dovuto all'evaporazione dell'Ag e alla possibile elettromigrazione deve essere valutato in test a lungo termine.

Un altro componente importante che ha suscitato sufficiente interesse da parte della ricerca è l'elettrolita SOEC. Ad oggi, YSZ è l'elettrolita più comunemente usato (Graves et al., 2011b; Hansen, 2015b) grazie alla sua elevata conduttività ionica ($\sim 0.016 \text{ s/cm}$) insieme alla stabilità termica e chimica alle normali temperature di esercizio delle SOEC ($800\text{-}1.000^\circ\text{C}$). Tuttavia, non riesce a mostrare una conduttività ionica sufficiente nell'intervallo di temperatura intermedio ($500\text{-}800^\circ\text{C}$), il che è un grave inconveniente. Ci sono alcuni rapporti anche sul guasto dell'elettrolita YSZ, che altrimenti si ritiene stabile in condizioni operative SOFC ([Graves et al., 2015](#) ; [Park et al., 2019](#)).

Negli ultimi decenni, sono stati compiuti sforzi sostanziali per sviluppare un elettrolita conduttore di ioni ossigeno che funzioni a temperature ancora più basse. Ad esempio, [Ishihara et al. \(2010\)](#) hanno utilizzato un elettrolita a base

di gallato di lantanio (LaGaO_3) per l'elettrolisi a vapore, che ha fornito risultati ottimistici per le temperature intermedie. Anche il gallato di lantanio stabilizzato con stronzio e magnesio ($\text{La}_{0.8}\text{Sr}_{0.2}\text{Ga}_{0.8}\text{Mg}_{0.2}\text{O}_{3-\delta}$, comunemente LSGM) mostra una buona conducibilità ionica a temperature intermedie, ma reagisce con il Ni dell'elettrodo del combustibile, manifestato dalla formazione di un LaNiO_3 strato sulla superficie dell'elettrodo. Altri materiali includono la zirconia stabilizzata dalla scandia (ScSZ) ([Mat et al., 2019](#) ; [Pesaran et al., 2019](#) ; [Pham et al., 2019](#) ; [Zhigachev et al., 2019](#) ; [Wang et al., 2020](#)); tuttavia, l'alto costo dello scandio (molte volte superiore a quello dell'ittrio) è un problema importante per le applicazioni pratiche. Un'altra importante famiglia di elettroliti sono i materiali a base di ceria ([Jaiswal et al., 2019](#) ; [Raza et al., 2020](#)). I problemi tecnici con questi elettroliti per l'applicazione SOEC sono la loro propensione alla conduzione elettronica ad alto potenziale applicato o atmosfera riducente, stabilità di fase in presenza di vapore e CO_2 e resistenza meccanica inferiore rispetto a YSZ. Pertanto, sin d'ora, YSZ continua ad essere la scelta del materiale elettrolitico per SOEC commerciali e l'elettrolita più utilizzato per studi su scala di laboratorio. [La tabella 2](#) mostra le osservazioni di alcuni tra i catodi chiave e gli elettroliti che sono stati testati per la co-elettrolisi e CO_2 elettrolisi.

Gli elettrodi ad aria consolidati per SOFC sono anche materiali di scelta per gli anodi SOEC, come precedentemente menzionato in *Materiali per celle elettrolitiche ad ossido solido, Design e modalità di funzionamento per la sintesi di metano* . Tuttavia, con i compositi LSM-YSZ è stata riportata una rapida degradazione dovuta alla delaminazione dell'elettrodo e ai cambiamenti nell'assemblaggio della fase interfacciale elettrodo-elettrolita ([Chen e Jiang, 2011](#) ; [Graves et al., 2011](#) ; [Rashkeev e Glazoff, 2012](#) ; [Kim et al., 2013](#) ; [Graves et al., 2015](#)). È ormai noto che un'elevata densità di corrente porta all'accumulo di un'elevata pressione parziale interna di ossigeno all'interfaccia anodo-elettrolita, con conseguente intrappolamento di bolle di

ossigeno di dimensioni nanometriche che alla fine causano danni microstrutturali e delaminazione dell'elettrodo ([Virkar , 2010](#) ; [Tietz et al., 2013](#) ; [Graves et al., 2015](#) ; [Chatzichristodoulou et al., 2016](#) ; [Khan et al., 2017](#)). In risposta ai problemi di degrado, i materiali a base di LSCF, che sono conduttori elettronici ionici misti, vengono valutati nelle SOEC ([Guan et al., 2006](#) ; [Hjalmarsson et al., 2013](#) ; [Kim e Choi, 2014](#) ; [Singh et al., 2015](#)). Secondo una di queste ricerche condotta da [Singh et al. \(2015\)](#) , l' elettrolisi della CO₂ è stata effettuata a 1.000°C utilizzando il catodo Ni-GDC e l'elettrolita YSZ con due diversi anodi (LSCF e LSM-YSZ). In condizioni di circuito aperto, LSCF ha mostrato una resistenza alla polarizzazione anodica molto più bassa ($\sim 0,074 \text{ cm}^2$) rispetto a LSM/YSZ ($\sim 0,13 \Omega \text{ cm}^2$). Inoltre, l'anodo LSCF è rimasto stabile per un funzionamento costante di 9 h a una densità di corrente di $1,2 \text{ A cm}^{-2}$. In un altro lavoro di GE ([Guan et al., 2006](#)) utilizzando Ni-YSZ come elettrodo di combustibile, YSZ come elettrolita e diverse perovskiti come elettrodi di ossigeno per l'elettrolisi a vapore a 800 ° C e 1,3 V per 100 h, la velocità di degradazione della cella ha seguito l'ordine: LSCF < LSF < LSM. Sebbene LSCF mostri risultati promettenti a densità di corrente intermedie, i test di stabilità a lungo termine ad alta densità di corrente sono ancora in fase di studio. Poiché l'evoluzione dell'ossigeno è relativamente meno energivora nelle SOEC, la ricerca si concentra sull'ingegneria della porosità e della microstruttura dei catodi ([Chatzichristodoulou et al., 2016](#) ; [Khan et al., 2017](#)) per evitare la delaminazione dall'elettrolita. Inoltre, si stanno esplorando i cambiamenti nelle condizioni operative delle celle. Ad esempio, [Graves et al. \(2015\)](#) ha recentemente proposto che la degradazione indotta dall'elettrolisi possa essere ridotta passando in modo reversibile dalla modalità elettrolisi alla modalità fuel-cell. Hanno riferito che per l'elettrolisi del vapore a una densità di corrente di 1 A cm^{-2} , la tensione della cella è aumentata da 1,33 a 1,73 V per 420 h di funzionamento costante, mentre nel funzionamento in modalità reversibile (1 h di elettrolisi seguita da 5 h di celle a combustibile modalità), la

tensione della cella durante la parte di elettrolisi dei cicli è rimasta stabile a 1,33 V nello stesso intervallo di 420 h.

Oltre agli elettrodi e all'elettrolita, esistono problemi associati alla riduzione dei costi delle interconnessioni e alla stabilità della tenuta in presenza di vapore e gas come CO_2 ([Zhu e Deevi, 2003b](#) ; [Lessing, 2007](#)). Questi sono problemi persistenti con la tecnologia SOFC; tuttavia, possono essere più impegnativi per gli SOEC poiché le conoscenze sulle prestazioni e sul comportamento di degrado di questi componenti negli SOEC sono limitate. La sigillatura tipica esplorata negli stack SOEC planari è la sigillatura del bordo, la sigillatura del vetro o la sigillatura a compressione ([Lesing, 2007](#)). Per la sigillatura dei bordi si utilizza tipicamente un telaio metallico di acciaio inossidabile ferritico. La maggior parte dei telai in metallo di tenuta ha coefficienti di espansione termica superiori alla zirconia ($10,5 \text{ K}^{-1} \times 10^{-6} \text{ K}^{-1}$), che ha portato allo sviluppo di leghe a base di cromo (Cr) con coefficienti di dilatazione termica inferiori. Tuttavia, il Cr viene ossidato a Cr_2O_3 seguito da vaporizzazione e condensa sulle superfici dell'elettrodo e dell'elettrolita, aumentando la resistenza della cella. Pertanto, gli acciai a base di ferro a basso contenuto di Cr sono attualmente utilizzati per la sigillatura dei bordi e l'interconnessione a causa del loro basso costo, dei metodi di facile fabbricazione e del coefficiente di dilatazione termica ragionevolmente basso. Il lavoro di sviluppo continua anche con materiali e rivestimenti ceramici come il cromato di lantanio drogato (LaCrO_3) che ha il potenziale per attenuare l'effetto di avvelenamento da Cr delle interconnessioni metalliche ([Cable et al., 2011](#)). Altre sfide importanti includono la progettazione e l'assemblaggio degli stack e l'ottimizzazione dei processi di produzione su larga scala. Queste sfide non sono specifiche per la produzione di metano sintetico, ma richiedono una ricerca e sviluppo mirata per soddisfare gli obiettivi di prestazioni e durata per le SOEC a un prezzo realistico. Questi problemi sono discussi in dettaglio nelle revisioni SOFC ([Baachandran et al.,](#)

1989 ; Lessing, 2007 ; Shaigan et al., 2010 ; Ebbesen et al., 2014 ; Mahato et al., 2015 ; Mah et al., 2017 ; Pandiyan et al., 2019 ; Wang Y. et al., 2019), che si applicano anche alle SOEC.

Stato dell'arte della sintesi puramente elettrochimica di metano *in situ* in celle elettrolitiche ad ossido solido

È disponibile un corpus relativamente ampio di lavori bibliografici sui catodi SOEC per idrogeno o CO, o più recentemente sulla produzione di syngas; tuttavia, è stata condotta una sperimentazione molto limitata sulla sintesi *in situ* di idrocarburi in cui il catodo deve svolgere un ruolo aggiuntivo di catalizzatore sintetico per promuovere reazioni come la metanazione.

Ultimamente, i ricercatori hanno iniziato a studiare la sintesi del metano *in situ* nelle SOEC in un singolo reattore (Jensen et al., 2003 ; Bierschenk et al., 2011 ; Xie et al., 2011 ; Li et al., 2013 ; Chen et al., 2014 ; Chen et al., 2017 ; Lei et al., 2017 ; Jensen et al., 2019 ; Luo et al., 2020) con solo CO₂ e vapore come materia prima (Figura 6) impiegando la modalità 3 o 4 come descritto in questa sezione.

FIGURA 6

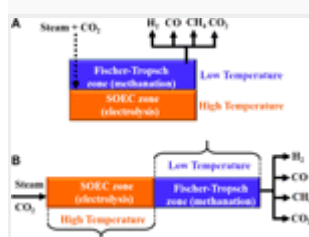
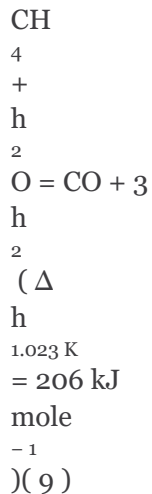


FIGURA 6 . Sintesi *in situ del* metano in SOEC in configurazione a zona a temperatura singola con strato di catalizzatore sopra il catodo **(A)** e configurazione a zona a doppia temperatura con catalizzatore a fianco del catodo **(B)** .

Xie et al. (2011) sono stati uno dei primi ad eseguire la metanazione *in situ* utilizzando un composito di titanato di stronzio drogato con lantanio ($\text{La}_{0.2}\text{Sr}_{0.8}\text{TiO}_{3+\delta}$, comunemente LST) e GDC come catodo su elettrolita YSZ e anodo composito LSM/YSZ. Hanno usato uno strato aggiuntivo di catalizzatore di ferro posto a diretto contatto con il catodo (Figura 6A). A 650°C , a pressione atmosferica, è stato generato circa il 2,8% di metano. Hanno suggerito che la resa di metano può essere ulteriormente migliorata con un'adeguata ottimizzazione del design del reattore, un'adeguata manipolazione della pressione, possibilmente mediante l'uso della contropressione, e l'infiltrazione del catalizzatore nel catodo invece di posizionarlo sopra il catodo.

L'effetto della temperatura, riscontrato nella metanazione *in situ*, è ancora ambiguo ed è stato studiato sistematicamente solo da pochi ricercatori. Secondo alcuni studi, la sintesi del metano *in situ* dovrebbe essere effettuata in SOEC a zona a doppia temperatura (modalità 4 descritta nel *Principio di funzionamento di base delle celle elettrolitiche ad ossido solido e loro applicazione nella produzione di metano sintetico*), dove la regione ad alta temperatura favorisce il vapore endotermico CO_2 co-elettrolisi, mentre una regione più fredda carica di catalizzatore all'interno della stessa cella favorisce reazioni di metanazione esotermica del syngas generato *in situ* (Figura 6B). In uno di questi progetti, Chen et al. (2014) condottometanazione *in situ* utilizzando un catodo Ni-YSZ, un elettrolita YSZ e un anodo LSM-YSZ, dove la parte SOEC è stata fatta funzionare a 800°C e 1,3 V e la temperatura è stata gradualmente ridotta a 250°C nel Fischer-Tropsch (F –T) regime. La resa di metano è rimasta pressoché costante da 200 a 400°C per la sezione FT, seguita da una forte diminuzione con ulteriore aumento della temperatura fino a 800°C , in quanto HT non favorisce la reazione esotermica di metanazione della CO (Eq. 2); piuttosto,

promuove il reforming del vapore di metano ([Eq. 9](#)), che è una reazione concorrente che si verifica nella sezione F–T.



Nella sezione SOEC, come previsto, l'aumento della temperatura di esercizio ha migliorato la conduttività ionica dell'elettrolita, migliorando così il flusso di uscita del metano. In un altro studio di [Lei et al. \(2017\)](#) utilizzando un SOEC microtubolare costituito da catodo Ni-YSZ, elettrolita YSZ e anodo LSM-YSZ, la zona di elettrolisi è stata fatta funzionare a 800°C e la temperatura è scesa a 200°C nel regime F–T. Hanno ottenuto una resa in metano del 23,1% con una composizione del gas in ingresso di 21,3% CO₂, 58,7% H₂ e 20,0% H₂O con una densità di corrente di elettrolisi di 0,32 A cm⁻². [Luo et al. \(2020\)](#) ha recentemente proposto un meccanismo per *in situ* metanazione in SOECs a doppia temperatura. Hanno detto che si svolge in tre regioni attive: sulla superficie del catodo della zona ad alta temperatura guidata dalla reazione tra l'idrogeno in ingresso e la CO₂, sull'interfaccia catodo-elettrolita guidata dalla rapida idrogenazione della CO prodotta dall'elettroreduzione di CO₂, e sulla superficie del catodo della zona a bassa temperatura guidata da metanazione CO₂/CO mediata da catalizzatore puramente eterogeneo.

Per quanto riguarda il ruolo della temperatura, un'altra scuola di pensiero sostiene l'uso di una singola zona di temperatura (550–650 °C) SOEC, in cui

la metanazione avviene sopra o nelle immediate vicinanze del catodo stesso (modalità 3 descritta in *Principio di funzionamento di base dei solidi Celle elettrolitiche ad ossido e loro applicazione nella produzione di metano sintetico*). [Li et al. \(2013\)](#) hanno utilizzato una configurazione a cella a bottone con catodo Ni-YSZ, elettrolita ScSZ e anodo composito LSM-ScSZ a 650 °C e hanno riportato tracce (0,29%) di formazione di metano. Su linee simili, [Bierschenk et al. \(2011\)](#) ha mostrato che la riduzione della temperatura di esercizio SOEC da 750 a 600°C aumenta la resa di metano da una quantità meramente tracciabile al 14,3%. Hanno inoltre previsto dai calcoli termodinamici che l'aumento della pressione a 10 atm aumenterebbe ulteriormente la resa al 26,7%. [Jensen et al. \(2003\)](#) hanno mostrato che la resa di metano all'equilibrio può essere aumentata oltre il 50% a 650°C e una pressione di esercizio >15 bar, e questa conclusione indica anche che una SOEC a temperatura intermedia dovrebbe essere più adatta per la sintesi del metano. Hanno proposto che la co-elettrolisi effettuata a una pressione fino a 150 atm e 650°C genererebbe l'85% di CH₄ e il 15% di H₂ con CO e CO₂ minime. [Jensen et al. \(2019\)](#) ulteriormente svolta metanazione *in situ* in uno stack SOFCMAN 301 con 30 celle planari NiO-YSZ|YSZ|GDC|LSCF-GDC mantenute a 700°C e 18,7 bar. Hanno riportato una resa in metano del 18% a una densità di corrente di 0,17 A cm⁻². In un altro studio, [Luo et al. \(2020\)](#) condotta *in situ* metanazione in un reattore tubolare con catodo a doppio strato Ni-YSZ|Ni-ScSZ, elettrolita ScSZ e anodo composito LSM-ScSZ in condizioni di pressione variabili. Hanno mostrato che sotto una corrente applicata di 2 A, la resa in metano del 7% a 1 atm è aumentata al 28,7% a 4 atm. Tuttavia, poiché la tecnologia relativa alla metanazione *in situ* nelle SOEC è in una fase nascente, l'effetto della pressione sulla resa di metano è dibattuto. Contrariamente ai calcoli di Jensen e colleghi, [Chen et al. \(2017\)](#) hanno osservato che da 1 a 2,7 bar il rapporto di conversione del metano aumentava per poi rimanere invariato con l'ulteriore aumento della pressione. Hanno spiegato questo fenomeno in termini di effetto sinergico della

pressione sulla velocità di reazione di metanazione e sulla densità di corrente. Da un lato, la metanazione, essendo una reazione di contrazione del volume ([Eqs 1 e 2](#)), è favorita ad alta pressione, e al contrario, l'aumento della pressione aumenta la tensione richiesta per la co-elettrolisi del vapore e della CO_2 , riducendo così leggermente la corrente densità che abbassa il tasso di produzione di syngas.

Oltre agli effetti della temperatura e della pressione, anche le indagini sui percorsi di reazione sono equivoche. [Li et al. \(2013\)](#) hanno proposto che con una tensione applicata più elevata, la CO generata *in situ* si dissocia e si deposita sulla superficie del catodo come carbonio che subisce idrogenazione a metano. Un'altra possibilità interessante è un effetto combinatorio del campo elettrico e dell'attività catalitica sulla cinetica di reazione da un fenomeno chiamato modificazione elettrochimica non faradaica dell'attività catalitica (NEMCA). Nel contesto delle SOEC, si ritiene che l'attività catalitica sia potenziata grazie alla promozione della funzione di lavoro delle superfici catalitiche generate dal pompaggio di ioni ossigeno da/verso l'elettrolita sulla superficie del catalizzatore ([Yentekakis e Bebelis, 1992](#) ; [Yentekakis et al., 1994](#) ; [Varkaraki et al., 1995](#) ; [Yentekakis et al., 1995](#) ; [Frantzis et al., 2000](#) ; [Cavalca, 2006](#) ; [Anastasijevic, 2009](#) ; [Fan, 2012](#) ; [Theleritis et al., 2012](#) ; [González-Cobos et al., 2017](#) ; [Lopez et al., 2019](#)). A differenza dei promotori strutturali che migliorano la dispersione e la stabilità chimica della fase catalitica attiva, i promotori elettronici potenziano direttamente l'attività catalitica del catalizzatore stesso ([Figura 7A](#)).

FIGURA 7

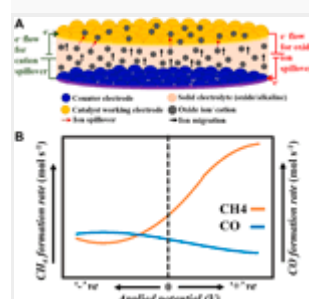


FIGURA 7 . A) Schema del principio di funzionamento di base della modifica elettrochimica non faradaica dell'effetto dell'attività catalitica quando gli ioni (ioni ossido o cationi) vengono pompato all'elettrodo di lavoro del catalizzatore. **(B)** Rappresentazione pittorica delle tendenze seguite dai tassi di produzione di metano e CO quando l'idrogenazione di CO₂ viene effettuata su un intervallo di polarizzazione da negativa a positiva della superficie del catalizzatore attivo. Qui, entrambi gli assi *y* hanno la stessa scala.

Per la metanazione *in situ*, [Anastasijevic \(2009\)](#) ha studiato l'idrogenazione di CO₂ alla luce dell'effetto NEMCA usando Ru||YSZ||Au tra 200 e 300°C sotto una polarizzazione anodica di -1,3-1,3 V. In condizioni di circuito aperto, il tasso di formazione di CH₄ era 10⁻⁴ mmol s⁻¹, che è aumentato a ~ 2,4 mmol s⁻¹ × 10⁻⁴ mmol s⁻¹ sotto un potenziale applicato di 1,3 V e diminuito a ~ 0,6 mmol s⁻¹ × 10⁻⁴ mmol s⁻¹ sotto -1,3 V. Tuttavia, il tasso di formazione e la selettività di CO hanno mostrato tendenze esattamente opposte, come mostrato nella [Figura 7B](#). C'è stata una diminuzione monotona del tasso di formazione di CO da 0,7 mmol s⁻¹ × 10⁻⁴ mmol s⁻¹ sotto -1,3 V a ~0,5 mmol s⁻¹ × 10⁻⁴ mmol s⁻¹ sotto 1,3 V. gli autori hanno concluso che fornire O₂- alla superficie del catalizzatore Ru aumenta la sua funzione di lavoro, che, a sua volta, rafforza il legame Ru-H e indebolisce il legame Ru-CO. Ciò sopprime RWGS ([Eq. 3](#)) e promuove la metanazione, aumentando così la resa di metano. Al contrario, lo stripping di O₂- dalla superficie del Ru diminuisce la sua funzione lavorativa, promuovendo RWGS e quindi la formazione di CO. In un altro studio, [Fujiwara et al. \(2018\)](#) condotto co-elettrolisi vapore/CO₂ su pile a bottone a 600°C utilizzando catodi Ni-GDC, anodi LSCF-GDC ed elettrolita substrato Hionic™ (conduttore di ioni ossido). I catodi sono stati drogati con Pd e Ru (0,3 mmol/g Ni-GDC). Hanno riferito che sia la conversione della CO₂ che la selettività del metano sono aumentate con un aumento del potenziale applicato fino a ~4 V, cosa

che hanno spiegato alla luce dell'effetto NEMCA. Secondo loro, la polarizzazione ha arricchito la superficie del catodo con elettroni, che potrebbero aver potenziato la sua attività catalitica verso la conversione della CO_2 tramite la reazione RWGS ([Eq. 3](#)). Tuttavia, c'è una scarsità di studi che affrontino l'effetto NEMCA sulla metanazione di CO_2 , specialmente per *in situ* sintesi del metano nelle SOEC.

Una sintesi dei principali risultati degli studi sulla metanazione *in situ* condotti fino ad oggi è fornita nella [Tabella 3](#) . Il fulcro delle ricerche fin qui condotte *in situ* la metanazione nelle SOEC è che tutta la temperatura, la pressione, la tensione operativa, la composizione del gas in ingresso e, più essenzialmente, l'elettrodo e/o l'elettrocatalizzatore svolgono un ruolo fondamentale nel determinare la resa di metano. Tuttavia, per interpretare e ottimizzare i parametri operativi e determinare il tipo di elettrocatalizzatore di metanazione che renda il rendimento più elevato, è indispensabile una chiara percezione dell'effettivo meccanismo di reazione. Pertanto, l'applicazione delle SOEC per la produzione di metano richiede ulteriori attività di ricerca e sviluppo focalizzate su una chiara percezione delle reazioni di governo e della loro cinetica di reazione, sulla scelta della combinazione elettrodo-elettrolita-catalizzatore e, infine, sull'ottimizzazione delle condizioni operative. Tuttavia, vale la pena ricordare che *in situ* la metanazione è uno dei modi più efficienti per la produzione di metano sintetico. Abbiamo presentato un confronto dell'efficienza energetica della metanazione *in situ* nelle SOEC con altre quattro vie di sintesi del metano nella sezione seguente.

TABELLA 3

Autore	Temperatura (°C)	Pressione (bar)	Composizione gas (CO ₂ /H ₂ O)	Materiali	Fonte
Wang et al. (2015)	700	1	CO ₂ /H ₂ O	Ag/AgCl	Journal of Electrochemical Society
Wang et al. (2016)	700	1	CO ₂ /H ₂ O	Ag/AgCl	Journal of Electrochemical Society
Wang et al. (2017)	700	1	CO ₂ /H ₂ O	Ag/AgCl	Journal of Electrochemical Society
Wang et al. (2018)	700	1	CO ₂ /H ₂ O	Ag/AgCl	Journal of Electrochemical Society
Wang et al. (2019)	700	1	CO ₂ /H ₂ O	Ag/AgCl	Journal of Electrochemical Society
Wang et al. (2020)	700	1	CO ₂ /H ₂ O	Ag/AgCl	Journal of Electrochemical Society
Wang et al. (2021)	700	1	CO ₂ /H ₂ O	Ag/AgCl	Journal of Electrochemical Society
Wang et al. (2022)	700	1	CO ₂ /H ₂ O	Ag/AgCl	Journal of Electrochemical Society
Wang et al. (2023)	700	1	CO ₂ /H ₂ O	Ag/AgCl	Journal of Electrochemical Society
Wang et al. (2024)	700	1	CO ₂ /H ₂ O	Ag/AgCl	Journal of Electrochemical Society

TABELLA 3 . Gli studi sulla metanazione *in situ* sono stati elencati in termini di combinazione elettrodo/elettrolita, temperatura e pressione di

esercizio, tipo di catalizzatore di metanazione impiegato e resa di CH_4 ottenuto.

Efficienza energetica della sintesi del metano attraverso diversi percorsi elettrochimici

In questa sezione, confrontiamo i requisiti energetici e le efficienze di cinque diverse vie di sintesi del metano ([Figura 8](#)) che comportano l'uso di elettrolizzatori PEM, AEL e SOEC. Per le SOEC, abbiamo considerato diverse modalità di funzionamento. Nel percorso 1, l'elettrolisi dell'acqua viene eseguita in AEL o PEM a condizioni operative quasi standard (80°C e 1 bar) per produrre idrogeno, che insieme a CO_2 viene inviato a un reattore Sabatier (SR) per la sintesi del metano. Nel percorso 2, l'elettrolisi del vapore viene eseguita nelle SOEC per produrre idrogeno, che viene alimentato a un SR per la generazione di metano. Nel percorso 3, vapore e CO_2 sono co-elettrolizzati in SOEC per generare syngas, che viene fornito a un MR per la sintesi del metano. Il percorso 4 coinvolge *in situ* sintesi di metano in una zona a due temperature SOEC, dove la generazione di syngas dalla co-elettrolisi di vapore- CO_2 avviene nella zona ad alta temperatura seguita dalla sua successiva metanazione nella zona a bassa temperatura. Nel percorso 5, l'elettrolisi secca di CO_2 nelle SOEC produce CO che subisce una reazione WGS con vapore in un reattore termochimico per generare una miscela H_2/CO_2 che subisce quindi metanazione in una successiva SR.

FIGURA 8

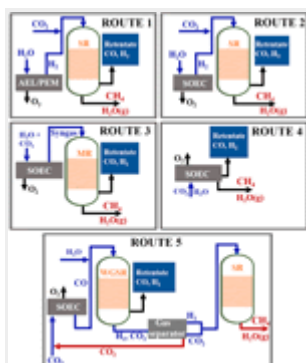


FIGURA 8 . Schemi di cinque diverse vie di sintesi del metano mediante elettrolisi. Qui, SR, MR, WGS e HE stanno rispettivamente per reattore Sabatier, reattore di metanazione, reattore a spostamento di acqua-gas e scambiatore di calore.

Quindi i percorsi 2-5 coinvolgono SOEC, qui ipotizzati a 800°C e 1 bar, che possono essere essenzialmente gestiti in configurazioni multiple per la sintesi del metano. Può essere utilizzato come fonte di idrogeno (rotta 1) o CO (rotta 5) o syngas (rotta 3) che subisce successiva metanazione in un SR o un MR operato a 250°C e 25 bar di pressione in presenza di stato- catalizzatore Ni di ultima generazione. Inoltre, è possibile utilizzare SOEC per la metanazione one-step (route 4) direttamente da vapore e CO₂.

Lo schema dei cinque percorsi qui considerati è mostrato in [Figura 8](#) e le loro efficienze energetiche corrispondenti in [Figura 9A](#) . Le efficienze energetiche di processo (η) sono calcolate utilizzando il bilancio entalpico di base:

$$\text{Efficienza energetica di processo } (\eta) = \frac{\text{Contenuto energetico del prodotto}}{\text{Energia totale assorbita}} \times 100(10)$$

$$\text{Process energy efficiency } (\eta) = \frac{\text{Energy content of product}}{\text{Total energy input}} \times 100(10)$$

Va notato ora che le SOEC forniscono l'opportunità di riciclare il calore esotermico delle reazioni di metanazione ([Eq 1 e 2](#)); tuttavia, il ricircolo del calore richiede un ulteriore bilanciamento dell'impianto che può aumentare i costi di capitale. Quindi, per ciascuno dei percorsi 2, 3 e 5, due casi di η e

domanda di energia sono raffigurati ([Figure 9A, B](#)): una con calore riciclato indietro da SR o MR all'ISCE fatto funzionare a 800 ° C e l'altra uno con tale riciclo di calore, mentre i percorsi 1 e 4 hanno solo valore di η ; per il percorso 1, non c'è spazio per il riciclo del calore con AEL/PEM, e per il percorso 4, il calore esotermico è generato *in situ* all'interno della stessa SOEC ed è quindi disponibile in ogni momento.

FIGURA 9



FIGURA 9 . A) l'efficienza dei processi di cinque differenti percorsi di CH₄ sintesi. **(B)** Fabbisogno energetico di cinque diverse vie di sintesi di CH₄ . **(C)** L'efficienza di andata e ritorno delle cinque diverse vie di sintesi del metano.

Sebbene il metano stesso sia un combustibile ben consolidato, può anche essere utilizzato come fonte di idrogeno (a consumo energetico) utilizzando un processo di reforming del metano a vapore consolidato in reattori termochimici convenzionali o reattori catalitici a separazione a membrana ([Kim et al., 2018](#) ; [Simakov e Román-Leshkov, 2018](#)). Quando il metano è stato prodotto tramite le vie 1, 2 e 5 ([Eq. 10](#)), l'efficienza energetica del processo è stata stimata pari a circa 67, 73 e 80%, rispettivamente, mentre l'efficienza massima di ~89% è stata calcolata per metanazione *in situ* (percorso 4), come mostrato in [Figure 9A](#) . L'efficienza di andata e ritorno (RTE) della produzione di metano dall'idrogeno e ritorno all'idrogeno

attraverso il reforming a vapore ([Figura 9C](#)) è stata massima anche per la rotta 4 (~62%), seguita dalla rotta 3 (~58%). Un RTE simile (~65%) è stato riportato da [Jensen et al. \(2015\)](#) durante il funzionamento di celle ad ossido solido in modalità reversibile a pressione quasi atmosferica. Hanno modellato il sistema in cui il metano è stato sintetizzato e utilizzato utilizzando lo stesso dispositivo. Tuttavia, ad alta pressione (15 bar), sono stati segnalati da loro maggiori efficienze fino al 70%. In un altro studio simile, Butera et al. ([2019](#)) hanno riferito che durante il funzionamento reversibile delle celle ad ossido solido a pressioni più elevate, l'RTE può essere ulteriormente aumentato all'80% attraverso un'adeguata regolazione del rapporto H/C dei gas che vengono spurgati nella cella sia durante l'elettrolisi che durante la cella a combustibile modalità.

Dai calcoli preliminari del bilancio energetico e considerando il bilancio minimo dei requisiti dell'impianto, si può affermare che la metanazione *in situ* nelle SOEC è l'opzione più efficiente ma relativamente più economica per la sintesi del metano e per il recupero dell'idrogeno. Per gli impianti di produzione di metano su larga scala, i costi di capitale associati all'integrazione di reattori separati sono notevoli. Al contrario, la metanazione *in situ* nelle SOEC elimina la necessità di reattori separati e componenti ausiliari, il che rende il sistema relativamente compatto e riduce l'ingombro dell'impianto.

I calcoli si basano sulle seguenti ipotesi principali:

- Durante il funzionamento effettivo della cella, la tensione e la densità di corrente determinerebbero l'energia in ingresso e quindi l'efficienza energetica del processo. Tuttavia, quelli che sono stati riportati qui sono calcoli semplicistici basati puramente sulla termodinamica, quindi in questo caso non è coinvolta la densità di corrente.

- Non sono state qui considerate le perdite di sistema dovute all'integrazione di vari componenti come recuperatore catalitico, condensatore, umidificatore e ripartitore di gas.
- La perdita di calore dal reattore e dalle tubazioni è il 5% del calore totale generato a causa delle reazioni esotermiche che si verificano nel SR o MR o WGSR (efficienza dello scambiatore di calore 95%).
- Il 90% di ciascuno dei gas prodotti attraverso l'elettrolisi è disponibile per ulteriori reazioni.
- Il 100% dei prodotti generati in SR, MR e WGSR sono ottenuti all'uscita del reattore.
- Nel percorso 5, H_2 / CO_2 , prodotto nel WGSR in rapporto 1:1, fluisce al separatore di gas da dove H_2 / CO_2 in rapporto 4:1 viene inviato al SR e il restante CO_2 viene riciclata all'ISC.
- Gli elettrolizzatori sono isolati termicamente e prevengono la dispersione di calore nell'ambiente circostante.
- Per RTE, non sono state considerate perdite per la compressione e il trasporto del metano e l'efficienza del reformer del metano a vapore per la conversione del metano in idrogeno è del 70%.
- I calcoli RTE si basano sullo scenario migliore, ovvero con il calore riciclato dall'SR o MR all'SOEC.
- LHV è stato utilizzato sia per il metano (55 KJ/g) che per l'idrogeno (120 KJ/g).

Osservazioni conclusive e prospettive tecnologiche

Una domanda globale di energia sempre crescente con il successivo sviluppo dei sistemi di energia solare ed eolica ha reso il caso convincente per le

indagini sui reattori sintetici alimentati da fonti rinnovabili per la produzione di idrogeno e vettori di idrogeno come mezzo di stoccaggio e trasporto di energia.

Il metano, il principale componente del gas naturale, è uno dei contendenti preferiti se la fonte di carbonio è la CO₂ di scarto prodotta da processi industriali o biologici, o raccolta dall'atmosfera utilizzando la tecnologia di cattura diretta dell'aria, e l'idrogeno è ottenuto utilizzando fonti di energia rinnovabili. Il metano stesso è un combustibile ben consolidato, ma può potenzialmente far parte di un'economia circolare dell'idrogeno che agisce come una fonte di idrogeno che può essere trasportato su lunghe distanze per varie applicazioni. Il reforming del metano a vapore per la produzione di idrogeno è un processo ben consolidato.

Il metano può essere sintetizzato in un SR da CO₂ e idrogeno. La CO₂ può essere acquisita dalle stazioni di cattura e sequestro del carbonio e l'idrogeno dall'elettrolisi dell'acqua in AEL o PEM. AEM e PEM stanno diventando tecnologie mature per la produzione di idrogeno, ma entrambe soffrono di alcune carenze, la principale delle quali è l'elevata domanda di energia elettrica. Con tale pretesto, le SOEC vengono considerate candidati idonei per la sintesi del metano. Sebbene alcune ricerche preliminari confermino l'enorme potenziale di *in situ* Per far progredire la tecnologia sono necessarie la sintesi del metano nelle SOEC, indagini rigorose sui meccanismi e sulla cinetica delle reazioni elettrochimiche e chimiche e il comportamento del materiale cellulare nelle condizioni di processo. È necessario raggiungere un equilibrio tra la cinetica SOEC e una finestra operativa termodinamicamente favorevole per la sintesi del metano, una sfida non banale.

Le aree che richiedono un'ispezione e uno sviluppo dettagliati includono la selezione dei materiali elettrocataliticamente attivi, la progettazione delle celle, l'istituzione del meccanismo generale e dei percorsi di reazione dei processi di metanazione e l'ottimizzazione delle condizioni di processo.

Uno dei principali vincoli di SOEC è l'operazione ad alta temperatura che tende a ridurre la durata dei materiali delle celle ed è controproducente per la reazione di metanazione. Ciò richiede l'innovazione di nuovi materiali come elettroliti che possiedano un'apprezzabile conduttività ionica a temperature intermedie (350–600°C), una buona stabilità chimica per resistere all'ambiente redox del SOEC e infine un'eccellente adesione agli elettrodi. Un altro prerequisito è lo sviluppo di materiali per elettrodi (catodo) con la combinazione desiderata di proprietà elettrocatalitiche, resistenza meccanica, stabilità di fase e conduttività elettrica a temperatura di esercizio e ambiente SOEC.

La scelta dei materiali catodici per la sintesi del metano in un unico passaggio (sullo stesso elettrodo) diventa ancora più impegnativa in quanto oltre ai requisiti per gli elettrodi per eseguire la co-elettrolisi, è necessario considerare anche l'attività di metanazione. I materiali devono essere scelti in modo tale che abbiano basse energie di adsorbimento di CO in modo che la CO prodotta *in situ* possa subire un'ulteriore idrogenazione per produrre metano. Essendo l'evoluzione dell'ossigeno relativamente meno energivora nelle SOEC, l'enfasi della ricerca è sull'ingegneria della porosità e della microstruttura degli anodi per evitare la delaminazione dall'elettrolita, piuttosto che sui materiali stessi.

Una seconda limitazione della sintesi del metano mediante SOEC è che la fase limitante per l'elettrolisi della CO₂ o la co-elettrolisi della miscela CO₂/H₂O nelle SOEC non è stata ancora stabilita o determinata all'unanimità. Per la produzione di syngas attraverso la co-elettrolisi, il ruolo dell'elettrolisi della CO₂ ([Eq. 5](#)) rispetto alla reazione RWGS ([Eq. 3](#)) come principale via di generazione di CO è ancora dibattuto. Ad oggi prevalgono due nozioni circa il ruolo della reazione RWGS nella co-elettrolisi di vapore e CO₂. Alcuni ricercatori ritengono che con l'elettrolisi il vapore essendo molto più veloce di CO₂ elettrolisi, solo H₂O si divide in idrogeno che poi subisce la reazione

RWGS con CO_2 per produrre CO, poiché RWGS è termodinamicamente più favorevole. Tuttavia, altri ritengono che la CO_2 sia elettrolizzata in CO. L'istituzione del meccanismo di reazione per la metanazione *in situ* pone ulteriori sfide in quanto segue un percorso complesso costituito principalmente da quattro fasi diverse: 1) adsorbimento dissociativo di CO_2 sull'elettrodo seguito da la sua idrogenazione a CH_4 (metanazione) o CO (RWGS), o anche riduzione superficiale a CO; 2) elettroriduzione di CO_2 a CO al confine della tripla fase; 3) idrogenazione della CO prodotta *in situ* attraverso i passaggi 1 e 2 a CH_4 ; e 4) elettroriduzione del vapore generato durante la metanazione *in situ* per prevenire la dissociazione del metano tramite il steam reforming. La fase cineticamente più lenta e quindi limitante sarà dettata dall'elettrocinetica dell'intero processo soggetto alla temperatura, e tale comprensione è necessaria per consentire la progettazione del materiale e l'ottimizzazione delle condizioni di lavorazione per migliorare la cinetica di reazione e la resa di metano a livelli pratici.

Altri parametri che richiedono l'ottimizzazione sono le condizioni operative SOEC come temperatura, pressione, densità di corrente, tensione e composizione del gas in ingresso. L'effetto della temperatura è ancora dibattuto; la maggior parte delle indagini condotte con SOEC a doppia zona di temperatura mostra che il funzionamento della sezione SOEC a temperature più elevate migliora la generazione di syngas, che di conseguenza aumenterebbe la resa di metano nella successiva sezione F–T a bassa temperatura. Tuttavia, alcune altre indagini indicano chiaramente che una singola zona di temperatura SOEC operata a una temperatura intermedia garantisce una migliore resa di metano. Ugualmente ambiguo è l'effetto della pressione come discusso in *Stato dell'arte della sintesi puramente elettrochimica di metano in situ in celle elettrolitiche ad ossido solido*. Anche il contributo dell'effetto NEMCA all'aumento dell'attività catalitica degli

elettrocatalizzatori durante la sintesi del metano *in situ* deve ancora essere stabilito.

Un'operazione sostenibile che soddisfi la cinetica SOEC richiesta nell'intervallo di temperatura adatto alla metanazione (300–500°C) garantisce lo sviluppo di nuovi materiali e progetti di celle che funzionino efficacemente nell'intervallo di temperatura. Le prestazioni elettrochimiche mirate per gli elettrodi e l'elettrolita varieranno con il design e questo a sua volta influirà sui costi associati al processo di fabbricazione delle celle. Le celle supportate da elettrolita possono essere limitate nelle densità di corrente (proporzionali alla produzione di idrogeno o syngas); tuttavia, i costi di produzione sono generalmente inferiori a quelli delle celle supportate da anodi. D'altra parte, le celle supportate da elettrodi possono funzionare a densità di corrente molto elevate, anche superiori a 1 A cm⁻²; tuttavia, il costo e la durata sono le sfide principali. Secondo gli autori, i costi di capitale di 1.000 dollari USA per chilogrammo (idrogeno) su una scala di 1 MW possono costituire un convincente caso commerciale per le SOEC, considerando le tecnologie concorrenti e gli obiettivi di costo dell'idrogeno.

In poche parole, studi approfonditi e improvvisazione, quindi, possono rendere la metanazione *in situ* nelle SOECs una parte indispensabile della tecnologia Power-to-Methane che è destinata a svolgere un ruolo chiave nel futuro settore energetico.

L'impianto islandese che assorbe CO₂ è un'ottima notizia?

Mercoledì 8 settembre, in Islanda, è entrata in funzione una tecnologia che fino a quel giorno a quasi tutti noi era completamente sconosciuta: parliamo dell'impianto per **catturare CO₂ sottraendola direttamente dall'atmosfera**. Tutti sappiamo che, tra i vari gas serra emessi dalle attività umane come industrie, riscaldamento e trasporti,

uno dei più **presenti e pericolosi** è la CO_2 . Ce ne sono anche altri, naturalmente, come l'esafluoruro di zolfo, ma è l'anidride carbonica quello di cui parliamo più spesso, e per delle buone ragioni. L'impianto islandese (**chiamato Orca**) al momento non è ancora arrivato a pieno regime, ma lo sarà nel giro di qualche mese e a quel punto la quantità di anidride carbonica sottratta all'atmosfera sarà enorme: **4 mila tonnellate all'anno**. Per avere un'idea delle quantità di cui parliamo bisogna pensare che è un po' come se uno solo di questi impianti potesse riassorbire tutta l'anidride carbonica emessa in un anno da circa **900 automobili**. Naturalmente l'impatto che un solo impianto può avere sulla salute del pianeta e sull'andamento del riscaldamento globale è minimo. Ma ciò che importa è che una tecnologia del genere **venga messa in funzione e testata**, sia per fare in modo che la ricerca scientifica la possa studiare e migliorare così da renderla più efficiente, sia perché in questo modo altri paesi saranno incentivati a investire nella costruzione di impianti simili.

La domanda che sorge spontanea è: **dove vanno a finire queste migliaia di tonnellate di CO_2 ?** La risposta non è banale: l'impianto non solo cattura il gas, ma lo "mineralizza" e lo "inietta" nel suolo a circa un chilometro di profondità.

Mineralizzare vuol dire che l'anidride carbonica una volta catturata si pietrifica, **trasformandosi in roccia**.

Il processo chimico con cui funziona l'impianto Orca inizia con la cosiddetta "**cattura diretta dell'aria**" (Direct Air Capture, o DAC): cioè grandi ventole che catturano l'aria dall'esterno e la incanalano in condotti dove sono presenti microgranuli che, per la loro particolare composizione chimica, "trattengono" la CO_2 . A questo punto - semplificando - succede che i filtri in cui l'anidride carbonica è intrappolata vengono riscaldati, **rilasciano così il gas serra** che viene pompato nel sottosuolo per raffreddarsi di colpo. Ed ecco che avviene la mineralizzazione.



L'impianto Orca in Islanda. Foto: Cover Images / IPA

La **novità dell'impianto Orca** non è quella di poter pompare il gas nel sottosuolo - cosa che in realtà si fa già da tempo, anche per azioni ben poco ecosostenibili come l'estrazione di petrolio - semmai il **riuscire a catturare grandi quantità di CO₂ in poco tempo**. E bisogna aggiungere che l'anidride carbonica catturata da impianti come Orca si potrebbe anche usare in modi diversi che non prevedono la mineralizzazione, come immagazzinarla e reimmetterla nei processi dell'industria alimentare o **produrre carburanti**. Un dato incoraggiante è che l'impianto è stato costruito da **un'azienda svizzera, Climeworks**, che è riuscita a completare l'opera **in pochi mesi**. Cosa che fa aumentare l'importanza politica e ambientale di ciò di cui parliamo: per agire sul clima, come sappiamo, c'è poco tempo, quindi servono idee e tecnologie che possano essere funzionanti nel breve periodo. Tra le cose più interessanti di Orca c'è anche il come l'impianto è alimentato, cioè con **l'energia prodotta dalla vicina centrale geotermica**. Siamo infatti nel **parco geotermale di Hellisheidi**, poco lontano dalla capitale islandese, dove c'è energia sufficiente per tutto il funzionamento del processo. Non tutti i paesi possono contare su centrali

geotermiche, ma quello del come alimentare questo tipo di impianti è uno dei punti da cui dipenderà la loro diffusione.

Corriere della Sera -Economia commentiamo l'artico “non” scientifico di F.De Bartoli che è un puro esercizio di velina fossile scritta da Editorialista,ma la scienza energetica e la progettazione verde-digitale è altra cosa.F.de Bortoli scrive intervistando solo dinosauri fossili,senza alcun riscontro con veri esperti di energia.La sua frase contro l'idroelettrico dicendo che nessun italiano vuole nuove dighe è di una prepotenza spaventosa dato che nessuno richiede dighe monstre ma pompaggi su impianti esistenti o fiumi o invasi asciutti dove apportiamo anche acqua di mare desalinizzata per garantirci i volumi necessari.F.de B. nella sua supponenza da editorialista fossile non sa che il bene piu' prezioso che abbiamo in Italia sono l'acqua ed il mare.Se l'acqua in certi periodi siccitosi è poca ,dobbiamo desalinizzare acqua di mare e cominciare a salvare qualche ghiacciaio(vedi mio progetto Comunità' Valtellina-Ghiacciaio dello Stelvio-Adda-Po e contemporaneamente saper levare le alluvioni cosa che i pompaggi fanno benissimo.Poi F.De Bortoli non sa nulla di centrali virtuali,chimica verde con cui si produce gas verde e idrogeno verde,il tutto condito da salsa digitale.F.de B. ha magnificato H2 blu che era solo una volgare vendita di gas condannata in Europa.

L'inferenza da trarre per il dannoso progetto di idrogeno blu è che a) SMR (o ATR) + CCS ha un TRL maggiore rispetto agli elettrolizzatori. B) l'inferenza non dichiarata spesso usata dai commentatori in quest'area è che H2 blu costa meno dello H2 verde.

Passare dalla fantasia alla realtà: non è stato ancora costruito alcun sistema SMR + CCS. I costi per H2 blu sulla base di un prezzo del gas naturale di 15 euro / MWh sono stati stimati da Foster-Wheeler nella sua relazione tecnica (per l'AIE) intorno a 2 euro / kg. Iberdrola sta costruendo un sistema fotovoltaico + elettrolizzatore in Spagna, il costo per H2 verde da questo sarà di circa 1,6 Euro / kg.Caffese ha rifatto i calcoli usando i pompaggi a 10 euro MWh ed ha un costo da 0,50 a 1,50 euro Kg Idrogeno

Oddio, cos'è questo che vediamo, finora nessun impianto SMR + CCS ma ci saranno (ed è già) impianti H2 verdi con costi, inferiori a H2 da SMR + CCS. Questo caro lettore è il motivo per cui le persone blu H2 sono così entusiaste del sostegno del governo.

In termini di gasdotti, la mia posizione, condivisa da molti ingegneri, è sempre stata: riutilizzare ciò che esiste, magari con qualche collegamento / tubazione aggiuntiva. Alcune eccezioni potrebbero essere la Polonia e l'Europa orientale che hanno urgente bisogno di sostituire i loro sistemi di co-generazione alimentati a carbone con, possibilmente gas naturale a breve termine, certamente H2 verde in qualsiasi scenario a medio termine.

-Devo fare una gravissima accusa al gas. Leggo di un sondaggio fatto da Pew che gli italiani vogliono il gas naturale al 90%. Intanto prima bisognava spiegare cosa sono i gas fossili ed i gas rinnovabili o verdi e poi spiegare l'idrogeno verde contro il blu fatto con gas. Se chiedo in un sondaggio volete una donna bella, il 90% mi risponde sì e se volete il gas senza spiegare la differenza tra gas con emissioni metano cancro e R. gas risponderanno che vogliono il gas. Ma pubblico anche le altre tabelle sulle rinnovabili e idroelettrico per farvi capire che oltre il 97% degli italiani vuole hydro e pompaggi.

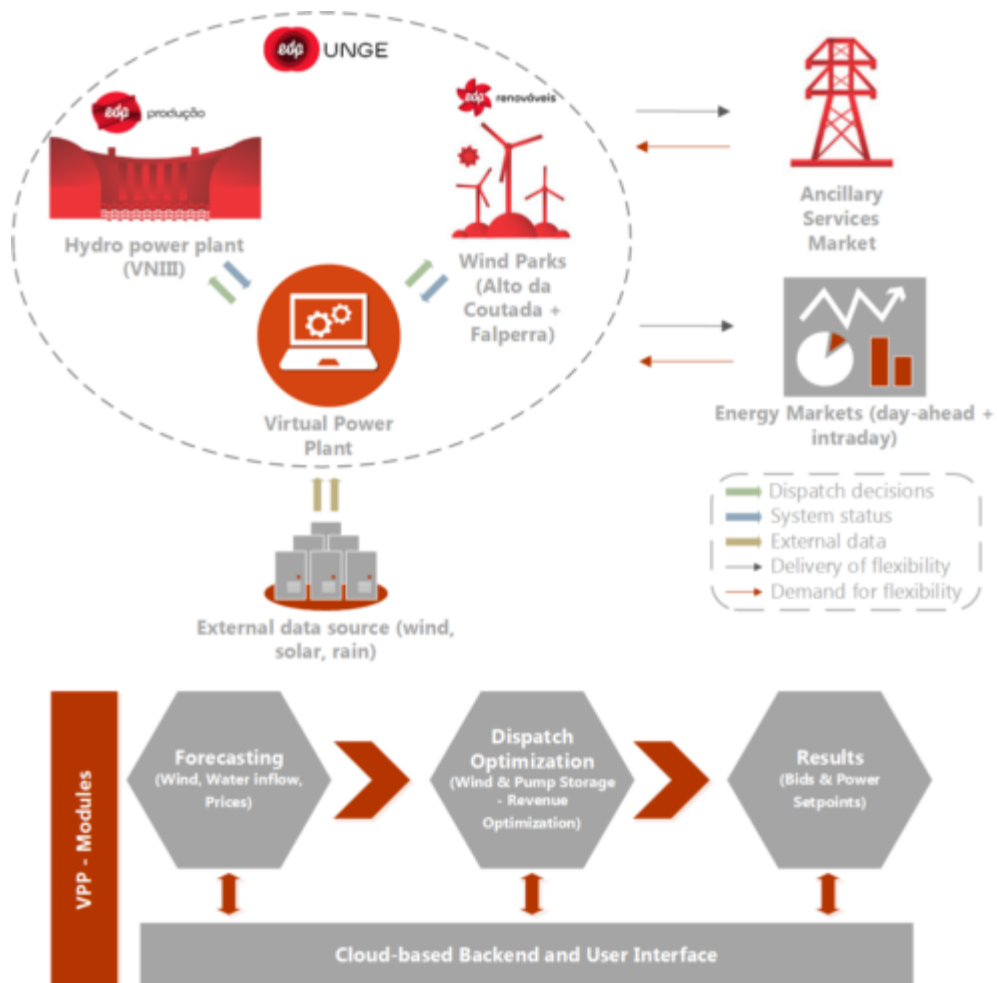
-Devo dire che l'ignoranza italiana sui pompaggi è massima anche in ambienti universitari-Enel-Arera e GSE. Forse l'unica a capirci bene è Terna. Ora dare 20 miliardi a Enel per un progetto invasi statici di 30 GWh contro il mio progetto pompaggi VPP di 3.000 TWh per 45 miliardi, la dice lunga sugli appoggi dei monopolisti contro singoli progettisti più bravi.

Le basi del piano pompaggi Italia in 20 Regioni. Possiamo definirlo un big VPP.

Una **centrale elettrica virtuale (o VPP in breve)** è un concetto sviluppato nei primi anni 2000 da Caffese P.L. in Italia e l'ing. francese Francois Lemperiere n.1 delle dighe mondiali. Pompaggi o VPP consiste in un'aggregazione di diverse unità di generazione e / o consumo di energia che vengono gestite in modo coordinato in modo che dal punto di vista del sistema questo insieme si comporti come una sola centrale elettrica. Le attività nell'ambito di un VPP possono includere unità di generazione convenzionali (centrale

idroelettrica pompaggi), risorse rinnovabili (eolica, solare, biomasse marine) ma anche unità di stoccaggio e idrogeno verde con elettrolizzatori o persino consumatori di energia flessibili. I VPP all'inizio sono stati utilizzati principalmente per aggregare piccole unità di generazione (ad esempio pannelli fotovoltaici sui tetti) per consentire la loro partecipazione ai mercati energetici, mentre Caffese li ha applicati ai pompaggi sui fiumi e vie d'acqua integrandoli con acqua di mare desalinizzata dal sistema..

Il concetto esplorato nel **WP7 di EU-SysFlex** adotta un approccio diverso: gestendo e distribuendo congiuntamente centrali elettriche rinnovabili con centrali elettriche convenzionali idroelettriche e controllabili sotto lo stesso sistema - una centrale elettrica virtuale - possiamo appianare l'intermittenza delle energie rinnovabili. Il risultato è una nuova centrale elettrica che dal punto di vista del sistema di alimentazione si comporta come una centrale elettrica convenzionale (aumentando e diminuendo la produzione quando necessario), integrando grandi quote di energie rinnovabili "sotto il suo cofano". Il diagramma seguente mostra come sarà la dimostrazione del VPP Po-genovese su scala



industriale.

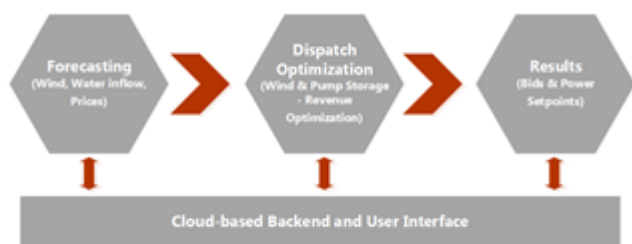
L'utilità genovese progetto Po Iren-a2a fornirà i due tipi di risorse:

- **Il progetto Po** avrà energia dalla sommatoria di tanti impianti idroelettrici Pump Storage: (750 TWh di produzione annuale)
- **Po Renewables** sarà connesso a parchi eolici, solari, idrogeno verde, plasma rifiuti e biomasse. Il VPP stesso sarà integrato nei sistemi delle unità di scambio digitale in cui i dati delle previsioni del vento e le informazioni sullo stato di ciascuna centrale elettrica vengono inviati all'algoritmo del VPP che supervisionerà la partecipazione del VPP in cinque diversi mercati dell'Energia e dei Servizi Ausiliari: Day-ahead, Intraday, "Secondary" e "Tertiary" reserve e Cross-border Intraday market.

Tutte le società fanno parte del Consorzio Interregionale Pompaggi e Ricariche EU-27-SysFlex, che lavora sotto il coordinamento del Consorzio con Terna.

All'interno del VPP

Le fasi principali del processo del VPP sono rappresentate nella figura seguente come i moduli che compongono il VPP:



Il **Modulo di Previsione** raccoglie la previsione delle risorse naturali (Eolico, Acqua in ingresso alla centrale idroelettrica) e la disponibilità delle unità nel VPP per valutare la potenziale generazione e anche prevedere la situazione del sistema e i prezzi di mercato. Con queste informazioni, l'invio di ciascuna unità viene eseguita nel modulo **Ottimizzazione spedizione** e le offerte vengono quindi inviate ai diversi mercati. Il modulo **Risultati** raccoglie i diversi risultati di mercato e invia i setpoint di potenza a ciascuna unità. Tutti questi servizi si basano su un servizio di **backend** basato su **cloud** in cui un'interfaccia utente consente il follow-up di ciascuna di queste azioni. Il Virtual Power Plant, sviluppato in collaborazione **Siemens** (anche un partner in EU-27-SysFlex) è diviso in due componenti principali, il VPP Core e il VPP Controller. Il **VPP Core** è il "cervello" del sistema: responsabile dell'ottimizzazione stocastica delle unità di generazione attraverso un motore di workflow distribuito in un cloud-based che consente l'esecuzione periodica di ogni task e supporta funzioni come data collectors & persistence, user interfaccia, monitoraggio e registrazione. Il VPP Core crea le offerte ai mercati (capacità e prezzi), recupera i risultati della compensazione del mercato e quindi li invia al **VPP Controller**, che funge da "muscolo" di questa operazione, poiché implementa i risultati del VPP Core e fornisce feedback dalle unità al VPP Core. Una volta che il mercato è azzerato e viene eseguita l'ottimizzazione del dispacciamento, il VPP Controller invia anche i setpoint di potenza alle unità e allo stesso tempo restituisce al VPP Core le informazioni relative alla

disponibilità delle risorse di generazione per essere utilizzate per il successivo processo di ottimizzazione. Il Controllore VPP gestisce anche gli sbilanciamenti tra dispacciamento programmato ed effettivo, utilizzando le unità dispacciabili (idro nel nostro caso) per correggere gli eventuali scostamenti dalle unità non dispacciabili (vento, in questo caso).

Testare il VPP italiano del piano Po con IREN-a2a-Hera.

La dimostrazione del funzionamento del VPP nel WP7 di EU-27-SysFlex includerà due serie di test: offline e online.

Per il **test offline**, lo strumento VPP calcolerà le offerte appropriate per il VPP ma ancora come simulazione solo in quanto i dati di test (non dati reali) verranno forniti allo strumento, consentendo il test di condizioni molto diverse (vento alto / basso disponibilità di energie rinnovabili, diversi prezzi di mercato, ecc.). L'obiettivo generale del test offline sarà quello di fornire risultati dalle varie condizioni e utilizzare i dati per mettere a punto l'algoritmo per il test online. I test offline sono previsti per luglio 2020.

Il **test online** sarà in stretto coordinamento con il TSO italiano Terna (membro dell'Advisory Board del progetto) e sarà eseguito in un periodo di test di due settimane, durante il quale l'operazione VPP sarà abilitata su autorizzazione di REN. Lo scopo è valutare in condizioni reali la risposta del VPP, ovvero dal controllore VPP, agli squilibri dei parchi eolici monitorati in tempo reale, nonché l'aggiornamento del programma di dispacciamento relativo alla partecipazione al mercato intraday o XBID durante il test giorni. I test online sono previsti per settembre e ottobre 2020.

Le possibilità e i benefici attesi

Il concetto di VPP può espandersi oltre la configurazione idro +solare+ eolica+biomasse marine+ H verde: il VPP è progettato per essere "asset-agnostico" in modo che elementi come l'accumulo di energia, i consumatori abilitati alla risposta alla domanda o il solare fotovoltaico possano essere facilmente integrati. Poiché le utilities esplorano modi per aumentare l'efficienza della gestione dei loro portafogli di generazione, si prevede che l'aggregazione di fonti energetiche intermittenti (eolica o solare) con centrali elettriche controllabili (convenzionali come gas o idroelettrico) concesse dal VPP produrrà vantaggi tecnici. La flessibilità attesa da questa aggregazione consentirà al coordinatore VPP (in qualità di proprio Responsabile del Bilancio) di fare offerte ottimali al mercato e di gestire il portafoglio in modo più efficiente ed automatico oltre ad evitare costi di penalità per squilibri. Si prevede inoltre che il VPP apporti enormi benefici all'operatore di rete, riducendo la necessità di approvvigionamento di riserve di bilanciamento, portando efficienza all'intera catena del valore energetico e aprendo la strada a un'ulteriore integrazione di fonti rinnovabili intermittenti - a livelli superiori al 90%. **Esiste un concetto generale per la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio, che include il mercato del riscaldamento e della chimica verde, oltre al mercato dell'elettricità. Basandosi sulle energie rinnovabili, questo energy coupling può essere ottenuto solo**

generando TWh, R. gas e H verde dai pompaggi europei ed Italiani mentre sarebbe costoso (450 miliardi Desertec) e pericoloso date le zone di guerra permanente, produrre idrogeno nel deserto arabo o nel Sahara, tanto la fusione nucleare non è disponibile in tempo utile. La storia dei petrolieri di promuovere la cooperazione con le multinazionali del petrolio che operano negli stati arabi, che forniranno poi idrogeno all'Europa invece del petrolio, è da fallimento.. In Europa abbiamo semplicemente bacini fluviali per pompaggi che non rubano spazio per un numero sufficiente di turbine pompaggio abbinate se si vuole ad eoliche e troppo poco sole per sistemi fotovoltaici adeguati. I pompaggi da 10.000 TWh in UE-27 e 3.000 TWh in Italia sono fondamentali per produrre e bilanciare le turbine eoliche o il fotovoltaico. Altrimenti non sono efficaci - su 8400 ore di ore possibili solo 2400 ore di generazione elettrica, non distruzione di virus e microrganismi, temperature più elevate per attrito, effetti di turbolenza del vento ca. 75 km, cemento armato 30x40m a 5-10 metri di profondità - ricoperto di erba. Muoiono uccelli, inquinamento acustico, deturpazione dell'ambiente e smantellamento del sistema solo condizioni ambientali difficili. Fotovoltaico - al buio, senza elettricità di bilanciamento pompaggi,, piombo, poco efficace, smantellamento in condizioni ambientali estremamente difficili. Troppo costoso promuovere molto di più le centrali elettriche ft da tetto o balcone., mediante pannelli solari e accumulo di energia con batterie care, invece che pompaggi poco cari (10 euro MWh). **Leggo il Corsera da 60 anni, tutti i giorni, senza abbonarmi perchè mi piace ogni mattina, prendere il giornale ed un caffè' nel bar vicino. La battuta più frequente tra me ed il giornalista è "rimarremo solo io e te a leggere il corsera per la sua fossilaggine e vicinanza a tecnologie obsolete". La mia critica scientifica all'articolo di Ferruccio de Bortoli pubblicato da Corsera-Economia pp2-3 il 13.09.2021, condivisa da 60 milioni di italiani eccetto i 30.000 italiani che lavorano nel fossile.**

Nucleare: ci vogliono 400 miliardi per 40 centrali EPR+ da 960 TWh, quando con i pompaggi ottieni gli stessi 960 TWh spendendo 45 miliardi.

Fusione: Il MIT conferma che non sarà pronta prima del 2033 ed altre fonti USA parlano del 2075. Cioè Eni ha fatto un annuncio di test che non è di produrre energia e per questo sarà possibile una indagine per manipolazione azioni in quanto si doveva scrivere non prima del 2033 e 2075

il design SPARC (Smallest Possible, Affordable, Robust, Compact) è solo una dimostrazione tecnologica vincolata da costi, catene di approvvigionamento, ecc. ARC è il design più sferico e più da tavolo da disegno al momento - anche se sospetto da progettista che il design sferico ha un bel po' di pensieri e problemi dietro di esso; Commonwealth Fusion sta cercando di realizzare un Tokamak compatto con magneti superconduttori più potenti. Volevano un tokamak commerciale entro il 2033, ma l'obiettivo attuale è oltre il 2035 per un tokamak commerciale. Il MIT ha lanciato un progetto di fusione tokamak nei sistemi Commonwealth Fusion. Vogliono applicare progetti modulari ai superconduttori ad alta temperatura. Vogliono arrivare a magneti più potenti che ridurranno le dimensioni e il costo del potenziale reattore a fusione nucleare. Magneti migliorati migliorerebbero qualsiasi progetto di fusione nucleare che implichi il confinamento del plasma. C'è meno rischio scientifico in questo approccio del MIT ma più rischio tecnologico. Stanno cercando di accelerare l'uso commerciale dei magneti superconduttori ad alta temperatura e cercando di contenere i loro costi troppo alti. Cosa sono i pompaggi che F. de Bortoli non conosce. I progetti di stoccaggio mediante pompaggio spostano l'acqua tra due o più serbatoi o fiumi o mare situati a diverse altezze (cioè un serbatoio superiore e uno inferiore) per immagazzinare energia e generare elettricità. Generalmente, quando la domanda di elettricità è bassa (ad esempio, di notte), la capacità di generazione elettrica in eccesso viene utilizzata per pompare l'acqua dal serbatoio inferiore a quello superiore. Quando la domanda di elettricità è elevata, l'acqua immagazzinata viene rilasciata dal serbatoio superiore al serbatoio inferiore attraverso una turbina per generare elettricità. I progetti di accumulo di pompaggio sono anche in grado di fornire una serie di servizi ausiliari per supportare l'integrazione delle risorse rinnovabili e il funzionamento affidabile ed efficiente della rete elettrica. Visualizza [diagramma di un progetto di pompaggio di stoccaggio](#) .



La Commissione FERC US ha autorizzato un totale di 24 progetti di stoccaggio mediante pompaggio che sono stati costruiti e in funzione, con una capacità installata totale di oltre 16.500 megawatt. La maggior parte di questi progetti è stata autorizzata più

di 30 anni fa. **Recenti sviluppi in FERC.** La Commissione

ha registrato un aumento del numero di permessi preliminari e domande di licenza presentate per progetti di stoccaggio mediante pompaggio. Molti di questi progetti proposti possono essere classificati come utilizzando un sistema a ciclo chiuso. Dall'inizio del 2014 la Commissione ha rilasciato licenze per tre progetti di stoccaggio con pompaggio proposti.

Pompaggi: De Bortoli non conosce i pompaggi e parla dell'idroelettrico in pompaggi senza alcuna conoscenza per cui ogni suo giudizio è non scientifico. Parla di dighe senza saper nulla di dighe virtuali e strutture esistenti come fiumi e mare. Se De Bortoli mi dice che in Italia non sono possibili i pompaggi, dico chiaramente che si sbaglia dato che usiamo 300 siti su 3.000 potenziali..

USA: Kuster presenta la legge sulle dighe del ventunesimo secolo

Il 9 luglio, il rappresentante Annie Kuster (D-NH) ha presentato alla Camera dei rappresentanti, HR 4375, il bipartisan **Twenty-First Century Dams Act**. Il disegno di legge propone di investire \$ 25,8 milioni di dollari per riabilitare, ammodernare e rinnovare più di 90.000 dighe, compresa una piccola percentuale di dighe considerate "ad alto rischio" e con valutazioni di sicurezza scarse, insoddisfacenti o sconosciute. La legge: Migliorare la sicurezza delle dighe aumentando l'assistenza federale per realizzare un programma nazionale di ispezione delle dighe. Eventuali dighe non federali non

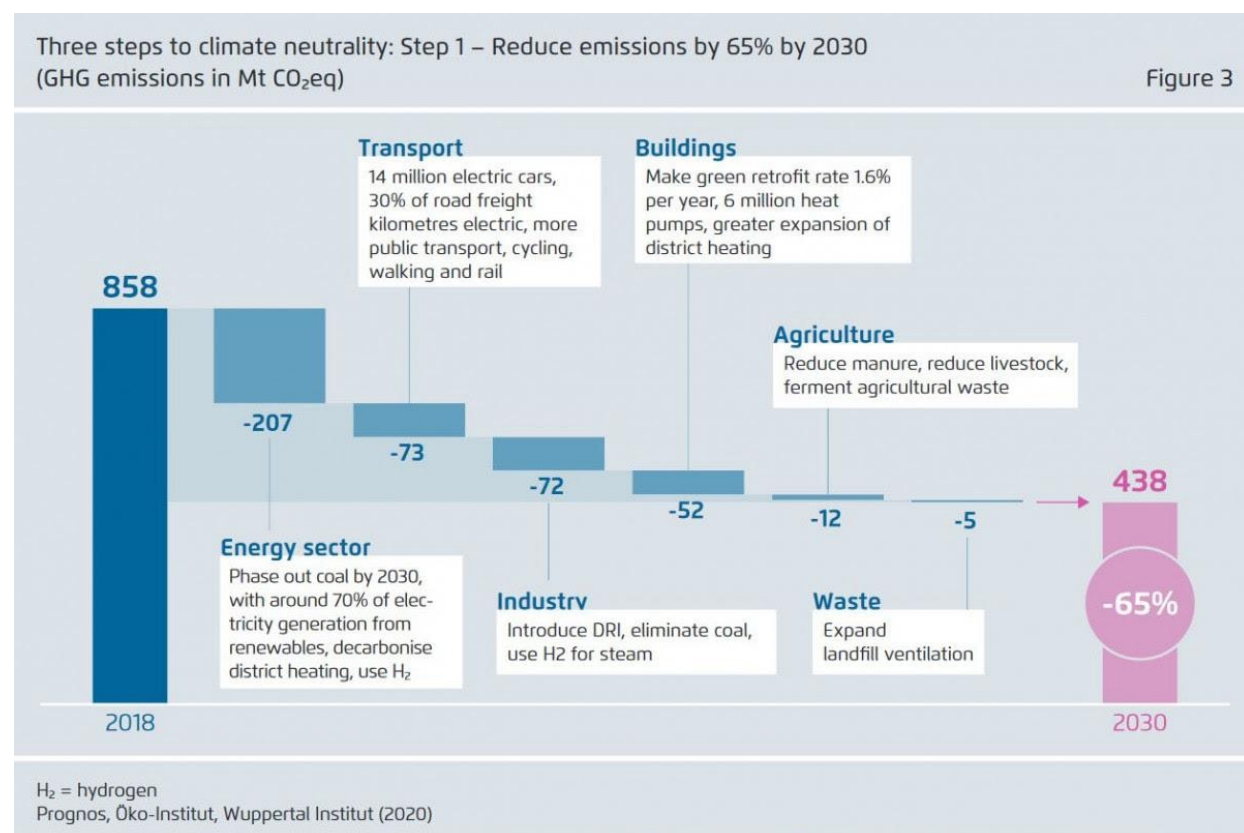
soggette a un'autorità di ispezione regolamentare saranno ispezionate dal Segretario dell'Esercito che agisce attraverso il Corpo degli Ingegneri dell'Esercito degli Stati Uniti (Corps). Il disegno di legge propone di creare un sistema prioritario per le dighe ad alto rischio e fornire fondi per la riabilitazione di queste dighe con pompaggi. Creare un credito d'imposta del 30% per ogni anno d'imposta per la manutenzione e il potenziamento delle dighe idroelettriche. Le spese di qualificazione includerebbero miglioramenti alla sicurezza della diga, all'ambiente e alla proprietà di miglioramento della resilienza della rete. I miglioramenti devono essere autorizzati in base ai processi di autorizzazione o autorizzazione federali, statali e tribali (regionali da noi) applicabili che prendano in considerazione le condizioni di mitigazione appropriate dalla consultazione e dall'analisi ambientale. C'è anche un credito d'imposta del 30% per la rimozione della diga se la diga è considerata un "ostruzione fluviale obsoleta". Queste dighe sono dighe qualificate non alimentate o dighe non federali. Istituire un consiglio consultivo interagenzia, un comitato consultivo tribale e delle parti interessate e fornire finanziamenti per rimuovere le dighe qualificate. Lo scopo di questo comitato consultivo è ripristinare gli ecosistemi fluviali aiutando ad amministrare una fonte pubblica di resilienza climatica e finanziamenti per la conservazione per ricollegare 10.000 miglia di fiumi attraverso il rifacimento anche con chiuse di 1.000 dighe con il consenso del proprietario regionale. Clo afferma che senza il nucleare la lotta è impossibile. Clo che è responsabile ai suoi tempi Enel di centrali carbone e gas, è solo un fossile che non conosce le nuove tecnologie, pompaggi, digitale ma pensa solo ai tempi passati del fossile. Clo da dello stupido ai tedeschi che stanno levando di mezzo il nucleare con 39 miliardi che sono sempre meno dei 100 miliardi spesi da Sogin che ne vuole altri 25. Sono stufo di sentire da Clo' che introdusse in Italia le centrali carbone contro i nostri pareri che i tedeschi vanno a carbone. I tedeschi devono ripartire un loro errore che fecero quando presentarono a noi italiani il loro Desertec. Mi alzai e dissi chiaramente ai tedeschi che il vento e solare anche africano come il tedesco vanno bilanciati con sistemi flessibili pompaggi. Loro invece per rilanciare l'industria chimica dissero che bastavano le batterie e le trasmissioni costose e dispersive (si perde dal 25% al 40% di elettricità) per cui tutti rinunciarono al Desertec per 450 miliardi. Oggi per loro problemi devono ricorrere a pompaggi in Norvegia-Svezia, Svizzera e Austria, perché si sono accorti che le batterie in serie bruciano e provocano blackout. Noi potevamo inserirci benissimo garantendo il nostro bilanciamento da pompaggi per 960 TWh in rete e 2040 TWh in conversione di chimica verde. Carbone Tedesco. La nuova legislazione su clima ed energia proposta dall'UE anticiperà efficacemente la data di uscita del carbone della Germania al 2030 e l'aumento dei prezzi

nel sistema di scambio di quote di emissione (ETS) significa che il carbone diventerà non redditizio nella maggior parte dell'Europa, hanno affermato i think tank Agora Energiewende e Institute for Applied Ecology . Non è chiaro se la Germania dovrà ridurre le emissioni di gas serra entro il 2030 più di quanto previsto dalla legge sull'azione per il clima appena aggiornata. Il pacchetto "Fit for 55" della Commissione europea significa anche che la trasformazione dell'industria verso tecnologie rispettose del clima deve iniziare sul serio ben prima del 2030 e gli Stati membri devono sostenere piani di finanziamento UE insufficienti per realizzarlo, ha detto il vicedirettore di Agora Energiewende a Clean Energy Wire . È probabile che nuovi piani della Commissione europea per una politica climatica ed energetica più ambiziosa spingano la Germania ad accelerare l'azione per il clima e a porre fine efficacemente all'uso del carbone entro il 2030, hanno affermato i think tank [Agora Energiewende](#) e l'Istituto per l'ecologia applicata. "L'uscita dal carbone tedesco sarà spinta al 2030 attraverso la riforma pianificata dell'ETS esistente " , ha detto a Clean Energy Wire Frank Peter, vicedirettore esecutivo del think tank [Agora Energiewende](#) . “I prezzi della CO2 nell'ETS rimarranno almeno al livello odierno, ma più probabilmente saliranno a 80 euro per tonnellata. Ciò significa che il carbone diventerà non redditizio nella maggior parte dell'Europa”.Charlotte Loreck, ricercatrice senior presso l'Institute for Applied Ecology (Öko Institut) ha affermato che il nuovo obiettivo del settore dell'industria energetica (riduzione delle emissioni a 108 milioni di tonnellate di CO2 equivalente)

stabilito dalla legge tedesca [sull'azione per il clima recentemente riformata](#) non lascia spazio alle emissioni di carbone, comunque . "Per raggiungere questo obiettivo, l' eliminazione graduale del carbone deve essere completata entro il 2030", ha detto a Clean Energy Wire. La proposta globale della Commissione europea per portare il blocco sulla buona strada per il suo nuovo obiettivo 2030 di ridurre le emissioni di gas serra del 55% - il pacchetto "Fit for 55" - include un nuovo sistema di scambio di emissioni per i trasporti e gli edifici, un divieto di vendita di auto inquinanti dal 2035, piani di espansione delle rinnovabili più ambiziosi e un prezzo di frontiera del carbonio sui beni importati. [La presentazione di questa settimana \(14 luglio\) ha dato il via a quelli](#) che potrebbero essere diversi anni di difficili negoziati tra gli Stati membri e il Parlamento europeo prima dell'adozione delle riforme finali. Le modifiche proposte influenzerebbero pesantemente le politiche nazionali e la vita dei cittadini in tutta l'Unione europea. Obiettivo 2030 della Germania di -65% di emissioni verso l'estremità inferiore del corridoio target. A seguito di una sentenza storica della Corte costituzionale tedesca, i legislatori del paese hanno deciso nel 2021 di rafforzare la legge sull'azione per il clima e di allinearla ai nuovi obiettivi dell'UE, meno di due anni dopo la sua prima entrata in vigore. La riforma rende giuridicamente vincolante la decisione del governo di anticipare la data obiettivo per la neutralità climatica al 2045 e introduce obiettivi di riduzione dei gas serra più rigorosi in arrivo. Ha alzato l'obiettivo per il 2030 per la riduzione delle emissioni al 65 dal 55 per cento. Qualsiasi modifica agli obiettivi

climatici nazionali della Germania e ai suoi obblighi internazionali ai sensi della nuova proposta dell'UE significa che devono essere riviste innumerevoli ipotesi e stime al fine di adeguare i budget delle emissioni del settore e le stime del consumo energetico ai nuovi obiettivi. Solo un giorno prima che la Commissione europea pubblicasse il pacchetto "Fit for 55", il ministero federale dell'energia tedesco ha presentato una nuova [stima del fabbisogno energetico del Paese per il 2030](#) . Tenendo conto del maggiore consumo di energia dell'aumento del numero di auto elettriche (14 milioni), pompe di calore (6 milioni) e maggiore capacità di idrogeno (elettrolizzatore), il ministero ha aumentato le previsioni di consumo energetico del 13% rispetto alle cifre precedenti. La recente riforma della legge sul clima in Germania potrebbe presto essere superata quando verranno decise le nuove regole dell'UE. Gli obiettivi climatici del Paese derivano dai piani di riduzione delle emissioni di gas serra dell'Unione Europea . I piani dell'UE sono attualmente disciplinati dal sistema di scambio di quote di emissione a livello dell'Unione per i settori dell'energia e dell'industria e dagli obiettivi nazionali dello schema di condivisione degli sforzi, ad esempio nei trasporti, nell'edilizia e nell'agricoltura. Entrambi i sistemi rimarrebbero in vigore nell'ambito delle nuove proposte della Commissione, ma una riforma e strumenti aggiuntivi significano obiettivi più ambiziosi. Nella proposta della Commissione sui contributi degli Stati membri all'obiettivo generale di riduzione delle emissioni dell'UE, la Germania ha l'obbligo di ridurre le emissioni del [50% entro il 2030](#) nei settori non ETS . Secondo Andreas Graf ([via Twitter](#)), analista di [Agora Energiewende](#) , questo è "superiore alle riduzioni delle

emissioni modellate in un recente studio su come la Germania potrebbe diventare neutrale dal punto di vista climatico", utilizzando ipotesi molto simili per le auto elettriche e le pompe di calore come il ministero dell'energia per la sua nuova stima del consumo di energia.



Fonte: [Agora Energiewende](#) Gli effetti sulla politica tedesca dipenderanno da come esattamente i contributi per la riduzione delle emissioni saranno distribuiti tra i singoli Stati membri, afferma Loreck dell'Istituto di ecologia applicata. "Al momento supponiamo che l'obiettivo tedesco del 65% per il 2030 sia ben compatibile con l'obiettivo del 55% a livello dell'UE". Peter di Agora afferma che la Germania potrebbe dover fare di più. "Con quello che sappiamo oggi sui piani per l' ETS e sulla condivisione degli sforzi, non è ancora del tutto chiaro come questo influenzerà gli obiettivi tedeschi", ha affermato. "Tuttavia, è chiaro che la riduzione del 65%, che la Germania ha recentemente deciso per il 2030, è verso l'estremità inferiore del corridoio". Ciò rende ancora più chiaro che la Germania deve adottare rapidamente ulteriori misure climatiche, ha aggiunto. Se alla fine la

Germania dovesse mancare gli obiettivi europei, potrebbe finire per dover acquistare allocazioni di condivisione degli sforzi dai paesi europei che superano il loro obiettivo, in sostanza pagando per l'azione per il clima negli stati vicini, ha affermato Peter. **La trasformazione del settore deve iniziare sul serio ben prima del 2030.** Le proposte della Commissione europea di riformare l'ETS esistente aumentano anche la pressione sulla Germania per far crescere un'industria rispettosa del clima, poiché l'industria energetica da sola non sarebbe in grado di sostenere la prevista riduzione delle emissioni, ha affermato Peter. "Il pacchetto 'Fit for 55' rende inequivocabilmente chiaro che la trasformazione del settore deve avere successo prima del 2030 con un ampio ingresso nelle nuove tecnologie". L'industria deve contribuire in modo sostanziale alla riduzione delle emissioni e necessita delle giuste condizioni quadro per gli investimenti. "Il volume pianificato per il sostegno finanziario attraverso l'UE è troppo piccolo e gli Stati membri devono intervenire", ha affermato Peter. Un'altra area che probabilmente dovrà entrare in azione prima del previsto è il settore dei trasporti in Germania. È stato il più grande ritardo in termini di riduzione delle emissioni negli ultimi decenni: la produzione di CO₂ è rimasta sostanzialmente stagnante e il settore ha raggiunto il suo obiettivo climatico per il 2020 solo a causa della ridotta mobilità durante i blocchi legati al coronavirus. "Abbiamo previsto ulteriori riduzioni delle emissioni per i trasporti solo verso la fine di questo decennio, ora potrebbe essere, alla luce delle proposte presentate dalla Commissione europea, che anche il ministro dei trasporti dovrà dare contributi prima di quanto previsto, " ha dichiarato il segretario di stato del ministero dell'ambiente Jochen Flasbarth in una conferenza stampa il 15 luglio. Il ministro federale dell'energia, Peter Altmaier, ha [detto questa settimana](#) che l'improvviso aumento degli acquisti di auto elettriche è stato uno dei motivi per cui l'ultima stima di vendita di auto elettriche è stata aumentata da 7-10 a 14 milioni di veicoli entro il 2030. **Sono necessarie azioni urgenti per garantire la funzione di pozzo del settore dell'uso del suolo e**

rispettare le ambizioni dell'UE. Un'altra area in cui la Germania dovrà intraprendere un'azione urgente è l'agricoltura e l'uso del suolo, non da ultimo per garantire che quelle parti del settore che possono funzionare come pozzi di carbonio lo facciano. "Dovremo affrontare gli obiettivi del settore dell'uso del suolo poiché le nuove proposte dell'UE richiedono che sia un pozzo di emissioni più ambizioso di quanto attualmente previsto nella legge tedesca sull'azione per il clima", ha affermato Peter. "Nessuno dovrebbe illudersi che sarà facile. Ad esempio, nella sua nuova legge sul clima, la Germania prevede di raggiungere rimozioni nette di -25 milioni di tonnellate (Mt) nel 2030, 5 Mt in meno rispetto alle proposte LULUCF (uso del suolo, cambiamento di uso del suolo e silvicoltura) riviste - e non è da nessuna parte quasi sulla buona strada per arrivarci", ha scritto Andreas Graf su [Twitter](#). Peter ha avvertito che a causa degli effetti dei cambiamenti climatici come la siccità, le foreste europee si stanno deteriorando mentre le emissioni si riducono. "In Germania, semplicemente non abbiamo attualmente le misure giuste per rispettare il livello di ambizione in questo settore a livello europeo".

Confindustria. Dato che Confindustria, con il Presidente Bonomi, ha dato

mandato a Marsiglia come Responsabile Energia Confindustria, di fare proposte al Governo che richiamano l'interesse dei fossili italiani e l'estensione dell'import gas in Italia, Caffese si sente in dovere di richiamare il Governo ad una visione alla tedesca molto più verde rispetto alla obsoleta visione fossile-gas Confindustria italiana che non sa proporre piani per 400 miliardi di PIL annuo additivo. Oggi 12.9.2021, Corsera interviene sull'energia con un articolo che richiama il nucleare e la fusione di Cingolani come se fossero le mete da raggiungere per la visione proiettata a 60 anni di Cingolani. Ora i tedeschi molto più saggi e pratici come industria 5.0, stanno abolendo il nucleare e per la fusione hanno progettato sistemi alternativi a Iter dove partecipa anche l'Italia. Ma il dibattito italiano è poco industriale perché nessuno dice che dobbiamo investire da oggi al 2030 un trilione di euro per innovare tutta l'energia scontando le bollette della speculazione su import dall'estero per il 40%. L'unica strategia giusta che indica De Bortoli del Corsera è la triplicazione dell'energia rinnovabile anche se da fossile non parla di storage e bilanciamento solare e vento perché vuole con la parte obsoleta e fossile di Confindustria che si faccia con il gas, mentre Caffese vuole che sia fatto per i prossimi 150 anni con i pompaggi che assicurano l'energia necessaria all'Italia a costi bassi, senza importare e dare lavoro in Italia dato che ogni miliardo di import fossile vale 20.000 posti in meno e dato che stiamo andando su 100 miliardi annui di import fossile, rinunciamo a 2 milioni di posti in Italia per dare soldi all'estero che spesso nascondono

speculazioni, fondi in nero e tangenti a politici. ***Bisogna agire al più presto, mettendo in campo tutti gli strumenti possibili per evitare una 'stangata' per gli italiani, nelle bollette del prossimo trimestre***”

“Sono in arrivo pesanti rincari sulle bollette di energia elettrica e gas. Un rischio che tanti italiani non possono correre, soprattutto quei cittadini economicamente più fragili o più gravemente colpiti dagli effetti della pandemia. Il governo nel trimestre scorso ha sterilizzato parzialmente questi rincari, ma oggi la situazione è estremamente preoccupante, per cui serve mettere in campo delle misure straordinarie e soprattutto di prospettiva, in grado di mantenere alta l'attenzione anche sul tema della riduzione delle emissioni”.

COSA FARE “Cosa può fare, allora, l'Italia? Intanto, potrebbe prendere spunto da alcune esperienze di Paesi stranieri. In Spagna, ad esempio, già dallo scorso trimestre, il governo è intervenuto a favore dei clienti domestici con contratti fino a 10 Kw abbassando l'IVA dal 21% al 10% per i clienti domestici. E' intervenuto, poi, con misure valide per tutto il 2021 per quei clienti definiti vulnerabili – ha sottolineato Caffese -. A breve, per abbassare il peso degli oneri delle rinnovabili sarà istituito il Fondo Nazionale per la sostenibilità del sistema elettrico, alimentato da risorse statali e comunitarie; saranno le imprese petrolifere, quelle del gas e i venditori di tutti i settori energetici, con qualche eccezione, a pagare gli oneri per le rinnovabili assieme ai clienti finali; oneri che in Spagna pesano sulla bolletta per circa il 16% mentre in Italia vanno oltre il 20%. Sospesa temporaneamente anche l'imposta sulla produzione di energia elettrica. In Gran Bretagna, invece, il caro-bollette ha portato il governo ad attivare un sistema di alert di prezzo sul libero mercato come salvagente per quei clienti fedeli ad un fornitore che sarebbero così esposti a rincari eccessivi: lo strumento avvisa il consumatore dell'esistenza di offerte più convenienti. Si è poi pensato di prorogare la tutela di prezzo oltre la scadenza prevista, al fine di non lasciare il consumatore in balia della tensione sui prezzi e di un mercato eccessivamente aggressivo. Cosa può essere attuato, allora, in Italia, per tutelare i cittadini di fronte a questi pericolosi rincari?”.

LE PROPOSTE “Ecco tre possibili proposte concrete – ha concluso Caffese -: 1. Proseguire sulla strada

dell'utilizzo del maggior gettito delle aste di CO2 per calmierare i prezzi delle bollette. 2. Lavorare per l'abbassamento dell'IVA su energia elettrica e gas. Attualmente la media elettrica è 10% e media gas 15%. Al fine di evitare un rischio di un minor gettito a carico dello Stato si può ipotizzare un sistema che disattivi la sterilizzazione IVA sotto un certo indice di prezzo. Andrebbero replicate anche le condizionalità per i clienti più fragili, estendendola anche oltre il prossimo trimestre. 3. Creare un meccanismo di gradualità, con la creazione di un fondo alimentato anche dai venditori di tutti i settori energetici non rinnovabili con la finalità di coprire gli oneri delle rinnovabili. **Il fondo**

potrebbe essere alimentato anche dai proventi delle aste CO2, già disponibili, in modo da poter intervenire tempestivamente". "Bisogna agire al più presto, mettendo in campo tutti gli strumenti possibili per evitare una 'stangata' per gli italiani, nelle bollette del prossimo trimestre", Progetti energia pompaggi connessi a pompaggi

metalli liquidi(microfusione), solare, vento. **del dr. Pier Luigi Caffese**

Progettista Energetico. Sintesi di 30 progetti di energia in Italia per un ambiente pulito. **Nuovo studio**

"Net-Zero Italy": Gli investimenti nella protezione del clima pagano per l'economia e la società - Il passaggio alle tecnologie verdi apre nuovi mercati e opportunità di crescita - I prossimi dieci anni saranno decisivi - Il precedente tasso di cambiamento nella protezione del

clima a confronto negli ultimi 30 anni deve triplicare entro il 2030 - Investimenti necessari entro il 2030: € 45 miliardi per i pompaggi e chimica verde-1.000 miliardi di investimenti aggiuntivi più € 5.000 miliardi di investimenti per la sostituzione o la manutenzione di infrastrutture, impianti o edifici esistenti

Nuovo studio "Net-Zero Italy": Gli investimenti nella protezione del clima pagano per l'economia e la società - Il passaggio alle tecnologie verdi apre nuovi mercati e opportunità di crescita - I prossimi dieci anni saranno decisivi - Il precedente tasso di cambiamento nella protezione del clima a confronto negli ultimi 30 anni deve triplicare entro il 2030 - Investimenti necessari entro il 2030: € 45 miliardi per i pompaggi e chimica verde-1.000 miliardi di investimenti aggiuntivi più € 5.000 miliardi di investimenti per la sostituzione o la manutenzione di infrastrutture, impianti o edifici esistenti

L'Italia può raggiungere l'ambizioso obiettivo della neutralità climatica entro il 2045 a

costi netti zero per la società nel suo insieme: i risparmi attraverso la protezione del clima per l'intero periodo fino al 2030 possono compensare i costi della decarbonizzazione. I prerequisiti per questo sono il passaggio coerente alle tecnologie verdi in tutti i settori economici e gli ambiti della vita, nonché un'azione rapida entro i prossimi dieci anni. L'attuale tasso di cambiamento nella protezione del clima deve triplicare rispetto agli ultimi 30 anni, e in alcuni settori addirittura decuplicare. Questi i principali risultati dello studio "Net-Zero Italy - Opportunities and Challenges on the Path to Climate Neutrality in Italy enter 2030" di Caffese P.L. "Davanti a noi come nazione industriale ed esportatrice c'è una delle trasformazioni più importanti e complesse che abbiamo mai vissuto. Tutte le aziende in Italia devono comprendere la sostenibilità come una componente centrale della loro strategia aziendale ", ha affermato Caffese "Il cambiamento climatico può avere successo e, nonostante tutte le sfide, è un'opportunità di crescita per il nostro settore. I prossimi dieci anni sono cruciali e dobbiamo accelerare significativamente i nostri sforzi per raggiungere gli obiettivi ", ha affermato Caffese spiegando la necessità del passaggio coerente alle tecnologie verdi in Italia. Sono necessari ulteriori investimenti di 1.000 miliardi di euro. Secondo Caffese, gli investimenti di capitale necessari per il cambiamento climatico fino al 2030 consistono in 1.000 miliardi di euro in ulteriori investimenti in beni materiali "verdi", ad esempio in nuovi sistemi, veicoli e tecnologia di riscaldamento. Inoltre, ci sono circa 5.000 miliardi di euro in investimenti di sostituzione. Si tratta di investimenti già utilizzati per sostituire o mantenere infrastrutture, sistemi ed edifici esistenti. Per

raggiungere l'obiettivo della neutralità climatica, questi 5 trilioni di euro dovrebbero essere investiti in beni ecologici o più rispettosi del clima al momento del rinnovo regolare, ad esempio in un veicolo elettrico anziché in un veicolo con motore a combustione. L'investimento totale di 6 trilioni di euro corrisponde a investimenti medi annui di circa 240 miliardi di euro entro il 2045. La protezione del clima come opportunità per l'Italia come polo industriale. Ulteriori investimenti in nuove tecnologie potrebbero ridurre una serie di costi operativi, come i costi energetici per gli edifici o i costi di carburante e manutenzione per i veicoli. In questo modo, l'Italia potrebbe beneficiare di una posizione rafforzata come ubicazione industriale e di nuovi posti di lavoro. "Se la trasformazione avviene in tempo e con successo, l'Italia può mantenere la sua leadership tecnologica nei settori critici dell'esportazione e garantire il loro contributo all'occupazione e alla prosperità." Ciò riguarda fino al 20% dei posti di lavoro e fino al 25% del PIL. Allo stesso tempo, la transizione innescherà cambiamenti nei posti di lavoro, ad esempio dalla generazione di energia termica alla produzione di idrogeno o dalla produzione di motori a combustione interna alla produzione di batterie, alla filiera mare. Dieci iniziative chiave in cinque settori. Per raggiungere la neutralità climatica in Italia entro il 2030, Caffese ritiene che l'attenzione debba essere concentrata su dieci iniziative chiave nei cinque settori più emettitori di energia, industria, trasporti, edilizia e agricoltura. Nel settore energetico, con circa 258 Mt di emissioni di CO₂ da evitare, è necessaria una *massiccia accelerazione dell'espansione della capacità* fino a 650 GW di energie rinnovabili con i pompaggi. Entro il solo

2030, l'espansione annuale della capacità deve essere triplicata rispetto al 2020. Inoltre, l' *ampliamento e la flessibilizzazione della rete energetica devono* essere portato avanti. Qui è necessaria un'espansione della rete elettrica del 25%. In particolare, si tratta di rivedere la rete elettrica per oltre 60.000 km entro il 2030 e di rendere la rete più flessibile aumentando le capacità di accumulo di energia con i pompaggi decentrati in 20 Regioni e la gestione intelligente e digitale del carico. Caffese ritiene che i processi di approvazione accelerati siano essenziali per pompaggi e digitalizzazione rete elettrica. Nel settore industriale sarà fondamentale promuovere la *decarbonizzazione dell'industria di base* (parola chiave “materiali verdi”) attraverso innovazioni nei processi e nella tecnologia degli impianti. Nell'industria siderurgica, oltre ad aumentare l'efficienza, si tratta anche dell'uso dell'idrogeno verde come agente riducente per la produzione di acciaio verde; in chimica, tra le altre cose, l'elettrificazione di processi fondamentali come il cracking. L'industria del cemento dovrà compiere grandi sforzi, ad esempio nella cattura e nell'utilizzo della CO2 nei combustibili sintetici. Questi cambiamenti sono in gran parte guidati dai cambiamenti della domanda nell'industria manifatturiera come l'industria automobilistica. Ciò è supportato anche dallo *sviluppo accelerato di fattori abilitanti "cleantech"* necessario. Questi includono un'economia competitiva dell'idrogeno o una catena del valore della batteria verde, nonché un'economia circolare efficiente e, sulla base di ciò, il cambiamento nella base delle materie prime dell'industria verso l'uso di materiali riciclati. Nel settore dei trasporti *deve essere attuato il passaggio sistematico alla*

mobilità a zero emissioni al 100% da perseguire ulteriormente. L'attenzione qui è sull'uso diffuso di tecnologie di azionamento sostenibili (motore elettrico ed a idrogeno) nel trasporto individuale e merci. Secondo i calcoli di Caffese, entro il 2030 saranno necessari ulteriori 2.000 punti di ricarica a settimana per l'elettromobilità. Anche l'uso di combustibili sintetici alternativi nell'aviazione è un importante campo d'azione. Tuttavia, questo da solo non sarà sufficiente: sarà necessario un *maggiore utilizzo di concetti di mobilità micro, intelligente e condivisa*, compresi i veicoli autonomi, per aumentare la produttività delle risorse. Nel settore edile sarà importante, secondo Caffese, soprattutto per *modernizzare l'intero parco immobiliare*, soprattutto sostituendo le fonti di calore a combustibili fossili con tecnologie sostenibili come i pompaggi, il power to X, il power to gas per produrre gas verde, le pompe di calore e il teleriscaldamento senza più gas importato ma solo con gas verde autoprodotto dai pompaggi. Ciò richiede l'implementazione di concetti specifici a livello regionale per il mix tecnologico per la generazione di calore climaticamente neutra e l'accelerazione del tasso di ristrutturazione per un migliore isolamento termico - questo è necessario per circa il 55% dell'attuale patrimonio edilizio. In agricoltura, le emissioni di CO₂ potrebbero essere ridotte grazie all'utilizzo delle tecnologie esistenti. Ciò potrebbe essere ottenuto ampliando le tecnologie esistenti come la fermentazione anaerobica del letame negli impianti di biogas o *sviluppando tecnologie chiave con un futuro promettente* per un'agricoltura resiliente e sostenibile (ad esempio la riduzione dell'escrezione di metano attraverso mezzi chimico-biologici o lo

sviluppo di varianti vegetali più rispettose del clima). Inoltre, è importante *accelerare la tendenza verso un'alimentazione sana* nella società e *sostenere un comportamento dei consumatori sostenibile*. Al centro ci sono l'espansione della regionalità, la riduzione dello spreco alimentare e l'ulteriore promozione della tendenza esistente a consumare cibo più sostenibile e meno carne. Il settore bancario-previdenziale-assicurativo deve svolgere un ruolo essenziale nella trasformazione verso la neutralità climatica perché *fornisce finanziamenti e supporto per la trasformazione net-zero attraverso lo sviluppo di un portafoglio verde* può supportare. In particolare, si tratta dell'espansione di strumenti finanziari verdi, ad esempio finanziamenti dipendenti da ESG, gestione patrimoniale conforme a ESG o l'introduzione di nuovi strumenti come i mercati volontari della CO2. I singoli istituti italiani stanno già svolgendo un ruolo pionieristico in Europa quando si tratta di finanziare le energie rinnovabili. Nel corso degli investimenti da realizzare entro il 2030, questo impegno dovrebbe essere ulteriormente ampliato e ampliato al di là del settore energetico e delle infrastrutture per includere l'industria e le medie imprese. Dato che CDP non può finanziare tutta l'industria e le infrastrutture trasporti con centinaia di fabbriche innovative (vedi i 100 progetti specifici di Caffese P.L.) proponiamo che INPS istituisca Banca INPS per prestiti sui 300 miliardi annui a tutti gli iscritti INPS aziende e privati che versano contributi. metodologia. Caffese ha esaminato in modo sistematico e dettagliato le possibilità di decarbonizzazione in quei cinque settori responsabili del 99% delle emissioni di gas serra in Italia: energia, industria, trasporti, edilizia e

agricoltura. È stato inoltre considerato il ruolo del settore bancario come importante fattore abilitante per gli investimenti nelle tecnologie verdi. Lo studio fornisce sia proposte concrete di iniziative per la decarbonizzazione in questi settori, sia numerosi esempi di progetti e misure di successo per evitare la CO₂. Che cos'è il Power to X? **tutti parlano del sistema energetico neutrale dal punto di vista climatico del futuro** . Ma che aspetto ha? Com'è la strada? E che ruolo giocano le tecnologie Power-to-X e dell'idrogeno in questo? In una tabella di marcia , il progetto Kopernikus P2X mostra ora un chiaro calendario di quando, in che misura e in quali condizioni le tecnologie Power-to-X saranno (potrebbero) essere utilizzate nell'industria e nel settore dei trasporti .Uno dei prerequisiti per il lancio sul mercato dei prodotti Power-to-X (per lo più inizialmente più costosi) è l'accettazione sociale

Carbone La città di Hannover ha finalizzato i piani per chiudere la centrale combinata di calore ed energia a **carbone** fossile a Stöcken entro il 2026, ha affermato l'operatore Enercity in un **comunicato stampa** .

L'accordo tra il governo della città e la società energetica rende gli impianti di sostituzione degli edifici energetici un prerequisito dello spegnimento.

Nell'ambito dell'accordo, la città di Hannover ed Enercity metteranno a disposizione degli abitanti di Hannover un totale di 35 milioni di euro per gli anni 2021-2023 per finanziare misure di riduzione della CO₂, come la sostituzione degli impianti di riscaldamento a gasolio e l'obbligo di allacciare impianti di riscaldamento precedentemente a combustibili fossili al **teleriscaldamento** Rete. Con queste e altre misure, Hannover, con i suoi 500.000 abitanti, vuole risparmiare circa 800.000 tonnellate di anidride carbonica per diventare climaticamente neutra entro il 2035. Ciò corrisponde a più della metà delle emissioni di CO₂ per la centrale elettrica a carbone nel suo ciclo di vita precedentemente pianificato fino al 2030, si legge nel comunicato.

La Germania ha una legge federale **sull'uscita del carbone** in vigore che richiede la chiusura dell'ultima centrale elettrica a carbone entro il 2038. Sebbene sia previsto un programma di eliminazione graduale per gli impianti di lignite , **le centrali a carbone fossile** possono partecipare a gare di appalto per ricevere un pagamento per le operazioni di chiusura. In altri casi, come ad Hannover, le società energetiche locali e i comuni perseguono un passaggio anticipato a fonti di energia a minore intensità di **gas serra** , ad esempio gas naturale o **biomassa** .E' il solito tormentone politico di fine estate, bensì è la proposta di una possibile soluzione in grado di garantire una adeguata riduzione delle emissioni inquinanti. La comunità scientifica mondiale sta lottando contro il tempo per

trovare una strategia condivisibile e sostenibile anche socialmente da parte di tutti gli Stati quanto meno per arginare il cambiamento climatico causato dall'uomo ormai difficilmente sotto controllo. In Italia, almeno sulla carta, ci stiamo adoperando in questa direzione tant'è che il **PNRR** (Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza) destina quasi il 40% dei 200 miliardi del "Recovery Plan" alla **transizione ecologica** il cui responsabile, il Ministro Cingolani, sembra voglia intenderla capovolgendone la logica, con un senso di originalità di pensiero che lascia sconcertati. In poche parole, l'assunto è che anche ipotizzando uno sforzo colossale per mettere a regime le tecnologie delle c.d. rinnovabili, non riusciremo a rispettare gli impegni per il 2050 che, come noto, tendono a portare a zero l'impatto climatico sul pianeta. Per sopperire a questo problema di non poco conto, per il **Ministro Roberto Cingolani** è indispensabile riaprire i

discorsi sull'utilizzo dell'energia nucleare che non va demonizzata semplicemente perché “è di quarta generazione, senza uranio arricchito e acqua pesante... non è una tecnologia matura ma è prossima per diventarla” [1].Affermazioni come questa, generica e perciò vaga, se pronunciate da un Ministro non possono essere accantonate e prese in scarsa considerazione. È facile ricordare che l'Italia ha detto no al ricorso al nucleare già per ben due volte, esprimendo il suo rifiuto attraverso due **referendum**; il primo nel 1987 (III e IV dei cinque quesiti proposti) e il secondo nel 2011 (III dei quattro quesiti). Quindi, credo, già sufficiente questo per scartare il nucleare come ipotesi di sostegno alle tecnologie rinnovabili, sempre che la volontà unanime del popolo italiano valga ancora qualcosa.Chi sembra invece non avere memoria sono un discreto plotone di “ex”, tra cui ambientalisti, parlamentari di sinistra, ora compatti

intorno alla bandiera del pragmatismo tenuta alta da un “ex” ex in tutti i settori e cioè **Chicco Testa**, il quale con il suo inossidabile realismo si è buttato quasi a peso morto sull’idea del nucleare perché “pensare di garantire energia a sei miliardi di persone con le rinnovabili è una pia illusione” [2]. Gli ha fatto prontamente eco un altro sostenitore indefesso dell’uso del nucleare e cioè Paolo Scaroni, pure lui ex di lusso, già presidente di “Enel”, “Eni”, dell’“A.C.Milan” ed ora Consigliere di Amministrazione delle “Assicurazioni Generali” nonché vice presidente della banca d’affari “Rothschild & C.”, il quale in una interessante intervista rilasciata a “la Repubblica” spiega con dovizia di particolari perché non abbandonare il nucleare: *«Sul nucleare condivido quanto ha detto il ministro Cingolani. Non si può escludere a priori una tecnologia che annulla le emissioni di anidride carbonica... mentre noi stiamo parlando, nel mondo*

sono in funzione 436 centrali nucleari e altre 53 sono in costruzione... gli impianti eolici e solari sono apparsi nel 2004 e da allora abbiamo speso 3800 miliardi di dollari per arrivare a coprire con fonti rinnovabili solo il 2% della produzione globale di energia. Se bisognasse arrivare all'80% con gli stessi costi la spesa sarebbe insostenibile»

[3].Affermazioni queste di facile presa sull'opinione pubblica ma che nascondono il rovescio della medaglia, caratterizzato da una lunga serie di incidenti e da una miriade di problemi non ancora risolti che, di fatto, sconfessano e rendono poco credibili le soluzioni di Scaroni. Senza voler ritornare su Fukushima e i disastri che può ancora provocare, nel giugno scorso, ad esempio, la grande **centrale atomica cinese di Taishan** ha dovuto registrare un'anomale fuga radioattiva dovuta al cedimento della tenuta stagna di alcuni contenitori nei quali viene inserito l'uranio. Se questi sono i fatti, ben più

gravi e preoccupanti sono le informazioni fornite dal quotidiano francese “Novethic” dove si legge che che il reattore danneggiato *“era di ultima generazione e regolarmente citato come esempio della filiera nucleare”*. Insomma, le quasi certezze del ministro Cingolani sulla sicurezza degli impianti nucleari di quarta generazione sembrerebbero accartocciarsi su loro stesse di fronte a fatti incontrovertibili che ribadiscono, ancora una volta, il principio che nel nucleare la sicurezza assoluta non esiste. Ma voglio dire ancora qualcosa di più sul concetto, divenuto per molti ormai un assioma, e cioè *“Il nucleare è pulito, sicuro e salverà il clima”*. Non è così, semplicemente perché non può per sua natura, essere così. Intanto, come ci ricorda il direttore di “Greenpeace Italia”, **Giuseppe Onufrio**, la tecnologia del nucleare ha fatto piccoli progressi e solo sugli aspetti ingegneristici. In più c'è un dato che non va per alcun motivo sottovalutato e cioè

l'alto costo di produzione di energia nucleare a fronte, invece, di un progressivo abbassamento dei costi di ogni altra fonte di energia utilizzabile. La riflessione di Onufrio giunge pertanto alla fredda conclusione che *«il nucleare è una fonte di energia utile soltanto alle grandi potenze mondiali che intendono continuare a sfruttare le tecnologie non soltanto a scopo civile ma, anche e soprattutto, a scopo militare»* [4]. Allora, le preoccupazioni manifestate da Scaroni sugli alti costi che potremmo essere costretti a sopportare senza l'adozione del nucleare, in realtà sono fuorvianti perché tendono a nascondere le cifre a nove zeri che molte aziende investono nel settore delle armi nucleari, proprio come affermato dal direttore di "Greenpeace Italia". Basta dire che tra il gennaio 2017 e quello del 2018, oltre 748 miliardi di dollari sono stati riversati nelle casse delle principali 18 società che producono armamenti nucleari [5]. Rimanendo nel solco delle

frasi di Scaroni e di quanti, comunque, condividono quella visione parziale e faziosa sull'utilizzo del nucleare come necessario strumento per ridurre l'impatto delle emissioni sul clima, risulta anche ad un osservatore superficiale o non addentro ai complessi problemi climatici, come nessuno di questi paladini del nucleare abbia mai sollevato forse un altro grave problema dell'intera questione e cioè il problema dello **stoccaggio delle scorie**. Sull'argomento esiste una vastissima bibliografia e sebbene non sempre i mezzi di comunicazione e informazione aprano spazi ad una discussione approfondita, ricordo da ultimo il contributo sulla materia fornito da un articolo del quotidiano inglese "The Guardian" dove, senza mezzi termini, si punta il dito accusatorio contro la lobby di tutte le aziende che nella regolare esaltazione di quella energia considerata pulita, insabbiano deliberatamente il problema dello

stoccaggio dei residui nucleari. Non a caso l'articolo ha per titolo "*Nuclear energy is anything but clean*" ("Il nucleare è tutto tranne che pulito") confermando il dato scientificamente provato della necessità di tenere stoccato quel materiale – con conseguente costi per la comunità, consumo di altro terreno pubblico per la creazione dei depositi – per almeno 24.000 anni, corrispondenti cioè a metà della vita degli isotopi del plutonio non ancora privo di potenza [6]. Quindi, escludendo per motivi evidenti il nucleare come energia complementare da affiancare alle c.d. rinnovabili, non significa trovarsi a corto di alternative perché accanto alla possibilità di produrre energia elettrica dal sole, dal vento e dall'acqua, c'è un'altra fonte di energia rinnovabile che non può essere dimenticata ed è la **geotermia**, che utilizza il calore emesso dalla Terra. Che non sia una scienza marginale lo dicono gli studi di due ricercatori dell'Università di Siena quando riportano

che “la geotermia in Toscana è in grado di soddisfare il fabbisogno elettrico del 30% della popolazione della regione, ovvero 1.120.000 persone, 365 giorni all’anno, 24 ore su 24 ed è l’unica fonte rinnovabile che ha questa caratteristica di stabilità e rinnovabilità” [7].Pertanto i dati e le argomentazioni di sostegno addotte in primo luogo da Scaroni e dall’ancora indeciso ministro Cingolani, non possono che essere indubbiamente viste come una chiamata all’unità di azione fra tutti quei soggetti politico-economici che si sono messi in moto intorno all’argomento “clima”, pronti a tirare fuori dai cassetti progetti che di “green” non hanno neanche il colore della cartella che li contiene.Ma attenzione, il problema non è solo italiano e tutto va visto in un quadro in continuo movimento ed evoluzione. Prendiamo ad esempio gli Stati Uniti, dove il Presidente **Biden** incontra notevoli difficoltà a far approvare dal Congresso il suo piano contro la crisi

climatica per la forte opposizione della potente lobby trasversale di imprese che non accettano l'idea che nei prossimi anni si dovrà arrivare ad una rapida e radicale trasformazione del sistema energetico ed economico. Prova ne è la sentenza emessa il 30 agosto scorso dalla Corte di Giustizia del South Carolina che ha condannato il vice presidente della "Westinghouse" a 20 anni di prigione e 5 milioni di dollari di multa per la frode perpetrata ai danni dello Stato nella costruzione, in parte data in sub appalto, della centrale nucleare nella località di Columbus [8]. È quindi evidente che a breve monterà quello che ritengo, per semplificare, un enorme conflitto di interessi fra chi sostiene che il cambiamento climatico imponga un'azione politica ed economica di svolta, che sia rapida ed incisiva e chi con un'azione che potremmo definire di retroguardia se non fosse al limite del suicidio, cerca di disarticolare gli sforzi sull'adozione delle rinnovabili e sulla loro

efficacia. Non è comunque una battaglia che vede contrapposti “ambientalisti radicali” pronti a tutto e “conservatori” strenui difensori del petrolio e del carbone; no, nessuno è intenzionato a disattendere i protocolli sul clima firmati a Parigi nel 2015 (mantenere al di sotto dei 2 gradi Celsius l’aumento della temperatura e ridurre le emissioni globali di CO₂, in sintesi) bensì a rallentarne la sua applicazione, il che creerebbe spazio e possibilità per ottenere fondi sia dall’Europa che dalle singole nazioni per allestire un enorme stoccaggio di carbonio e idrogeno da impiegare nel nucleare, con un indubbio grave rallentamento di quei processi di riconversione industriale che potrebbero creare dei benefici non indifferenti in un paese, come l’Italia, costretta ad importare milioni di tonnellate di petrolio, carbone e gas. Ora stiamo entrando nel periodo delle decisioni importanti e irreversibili perché a breve il governo dovrà approvare il nuovo

piano energetico con le indicazioni su come raggiungere gli obiettivi fissati dall'Unione Europea per il 2030 e cioè riduzione delle emissioni di gas serra di almeno il 40% rispetto ai dati del 1990 e di attestarsi al 27% per ciò che riguarda il consumo di energie rinnovabili. Ma i partiti che formano e sostengono l'attuale governo che posizioni stanno assumendo, tenendo presente che il colore "Verde" è ormai presente nelle posizioni espresse da ognuno di loro visto che è un colore che fa tendenza? Non è facile rispondere se non ponendo altre domande, del tipo: come si schiererà il **centro-destra** dopo che 16 dei loro leader europei, tra cui Meloni e Salvini, hanno firmato un documento nel quale si richiede una profonda riforma della EU? È chiaro per questi partiti che il progetto "Next Generation Eu" – sul quale "Lega" e "Fratelli d'Italia" hanno votato contro nel parlamento europeo – è l'unico strumento che ci permette di

sperare in una ripresa? Attendiamo risposte convincenti. Altro quadro è quello che ci prospetta lo schieramento di **centro-sinistra** dove recenti indagini statistiche hanno evidenziato come in generale ecologismo e sostenibilità ambientale rimangano un tema caro a tutto quello schieramento con una più sostenuta visibilità da parte del M5S seguito a ruota dal "Gruppo Misto" e poi dal PD. L'analisi prosegue evidenziando anche l'aumento delle interpellanze parlamentari sull'argomento passando dalle cinque, sei, del biennio 2019/2020 a ben 20 in questi ultimi mesi dell'anno [9]. Quindi un quadro variegato che comunque non sarà scevro da possibili evoluzioni acrobatiche quando si tratterà di votare in Parlamento. Ma al di là di cifre e statistiche, devo confessare che mi ha colpito molto la riflessione fatta dallo scrittore **Raffaele Alberto Ventura** con un articolo di spalla edito dal quotidiano "Domani" del 2 settembre scorso. La

domanda che si pone, e che ci pone, è se è possibile far vivere otto miliardi di persone su di un pianeta con risorse limitate? Gli ottimisti, ci assicura, dicono di sì; basta garantire la giustizia ambientale su scala planetaria. Ma a stendere questa coperta salvifica non potrà che essere chi questo pianeta lo ha devastato, sostenendo un sistema produttivo che garantisse la soddisfazione dei suoi bisogni primari. Oggi, prosegue Ventura affondando il coltello nella ferita e gettandoci addosso una provocazione iperbolica, bisogna ammettere che lo stile di vita talebano è più ecosostenibile del nostro il che non vuol dire, ovviamente, che saremmo disposti a dividerlo. Per fortuna abbiamo un ampio ventaglio di soluzioni tra le quali scegliere ma nessuna di queste, prosegue avvertendoci lo scrittore, prevede la sopravvivenza della civiltà borghese per come l'abbiamo conosciuta negli ultimi due secoli. Converrà rifletterci sopra sulla necessità

di dover trasformare radicalmente i nostri modelli di produzione e consumo. Le città europee devono adattarsi al

peggioramento del riscaldamento globale, che porta a più inondazioni e incendi nel continente, secondo il commissario per l'ambiente dell'UE. "Questa estate l'Europa ha visto incendi e inondazioni devastanti. Le nostre città devono prepararsi per un futuro diverso", ha affermato il commissario Virginijus Sinkevičius, intervenuto giovedì (9 settembre) a una cerimonia di premiazione per le città europee verdi ospitata dal precedente vincitore, Lahti, in Finlandia. "La risposta deve essere città più verdi, città con meno inquinamento, che si preoccupano di più del benessere dei cittadini", ha aggiunto, affermando che diventare verdi significa anche costruire resilienza. L'evento delle città verdi europee segue un'estate segnata da inondazioni e incendi che hanno causato devastazioni in tutta Europa. I cambiamenti climatici aggraveranno queste tendenze meteorologiche estreme, il che significa che le città dovranno adattarsi a condizioni meteorologiche imprevedibili e ridurre drasticamente le loro emissioni, ha affermato Sinkevičius. "Il cambiamento climatico non è una questione di opinione politica. È un fatto scientifico", ha affermato il primo ministro finlandese Sanna Marin, intervenuto all'evento. "Tuttavia, abbiamo bisogno di decisioni politiche per assicurarci che le azioni per il clima siano fatte in modo socialmente giusto", ha aggiunto. Le misure di adattamento includono misure di prevenzione delle inondazioni e ristrutturazione degli edifici per renderli più resistenti alle temperature estreme. I cambiamenti richiesti variano in tutto il continente, ma eventi recenti hanno dimostrato che il cambiamento climatico rappresenta una minaccia per le città europee. Un altro modo per rendere più verdi le città è piantare alberi. L'Europa mira a piantare tre miliardi di alberi entro il 2030 e ha bisogno di trovare il giusto mix di specie nelle aree urbane per dare ombra, aria fresca e riparo agli abitanti, secondo Sinkevičius. "Dobbiamo riportare la natura nelle città. Ed è per questo che la strategia sulla biodiversità invita le città europee a sviluppare piani di inverdimento urbano entro la fine di quest'anno", ha affermato. Tre quarti della popolazione europea vive nelle città, quindi svolgono un ruolo cruciale sia nella transizione verde che nella transizione sociale verso le emissioni nette zero. Le città sono anche fondamentali per raggiungere gli obiettivi climatici dell'Europa poiché

l'80% della legislazione ambientale è attuata nelle città, secondo la Commissione europea.**Leader verdi.**La serata di premiazione di giovedì sera ha visto Valongo in Portogallo e Winterswijk nei Paesi Bassi vincere insieme il premio Green Leaf City 2022, che viene assegnato alle città con una popolazione inferiore a 100.000 abitanti. Entrambi hanno beneficiato di un premio di 200.000 euro.Nel frattempo, la capitale dell'Estonia, Tallinn, è stata scelta come Capitale verde europea 2023 e ha ricevuto 600.000 euro. Prenderà questo titolo da Grenoble in Francia, che l'anno prossimo sarà la capitale verde.Il ruolo di Tallinn sarà quello di guidare una rete di 19 città europee lanciata di recente, con l'obiettivo di implementare obiettivi di sostenibilità a livello locale insieme ad affrontare questioni sociali, come la povertà, la disuguaglianza di genere e l'occupazione.La città, che ha una storia di industrie inquinanti, ha implementato diversi schemi, tra cui la riduzione del rumore e la qualità dell'acqua. Ha anche una strategia a lungo termine che mira a un ambiente sano e a un uso sostenibile delle risorse naturali entro il 2030.Tallinn segue le orme di Lahti, che ha vinto il titolo per il 2021. La capitale estone mira a essere carbon neutral entro il 2025 e raggiungere un'economia completamente circolare entro il 2050. Ha gestito una serie di schemi, tra cui un cap personale e un sistema commerciale per i residenti, per favorire la decarbonizzazione della città.

Energia e Industria 5.0 **Intervista a Caffese P.L:**Pensi che avremo bisogno di un programma di supporto simile per la transizione nell'industria automobilistica e chimica da fossile a verde?Vorrei che ci fosse rimasta la stessa quantità di denaro per attutire la trasformazione dell'industria automobilistica, ma tenendo conto delle dimensioni – 1,5 milioni di dipendenti saranno interessati, rispetto ai 10.000 nell'industria del gas –

semplicemente non possiamo permettercelo. Almeno c'è una differenza vitale nel fatto che l'industria rimarrà sul posto perché non vogliamo uscire dalla produzione di automobili, vogliamo solo trasformarla. Questo lo rende più complicato, ed è per questo che chiediamo fondi e consigli per la trasformazione per sostenere il cambiamento. Da una regione fornitrice di auto, e vedo che i tagli di posti di lavoro sono spesso attribuiti alle politiche climatiche, quando in realtà la digitalizzazione è il vero colpevole, o le multinazionali che trasferiscono la produzione in luoghi più economici. Le politiche climatiche dell'Italia, come l'uscita del carbone-gas e il sostegno finanziario alle energie rinnovabili con i pompaggi e alle auto elettriche, hanno la falsità fossile e spesso stampa di essere molto costose. Pensi che dobbiamo renderlo più efficiente in termini di costi? Un MWh in pompaggi costa 10 euro, mentre un MWh in gas costa 100 euro. Prima di tutto, credo

che i danni climatici diventeranno davvero molto costosi se non faremo abbastanza per combattere il cambiamento climatico. Inoltre, molte spese chiaramente non meritano l'etichetta "investimenti per la protezione del clima", ad esempio diminuire i pagamenti compensativi ai gestori delle centrali a carbone-gas. Gli investimenti reali nella politica climatica alla fine si ripagheranno da soli e creeranno posti di lavoro. Dobbiamo spostare la spesa pubblica nella giusta direzione e trovare il coraggio di investire nel futuro. Ritiene che i partiti, compresi M5S, siano onesti sui veri costi della protezione del clima? Molti politici sembrano suggerire che i consumatori e le aziende saranno a malapena colpiti. Le devastanti inondazioni in Italia e Germania sono colpa di politici fossili pro gas contro i pompaggi che regolano le acque ed hanno mostrato le conseguenze del trascurare gli investimenti nelle difese contro le inondazioni e

cosa succede se non prendiamo sul serio la crisi climatica. Ad un certo punto, ogni elettore deve chiedersi: 'Vogliamo inciampare da una crisi all'altra? O dobbiamo iniziare una prevenzione seria? E quale partito ha i migliori concetti per questo approccio?' Molte persone devono ancora superare un dilemma interno – vogliono il cambiamento e sono favorevoli all'azione contro la crisi climatica, ma allo stesso tempo non vogliono essere toccate personalmente – penso che tutti conosciamo questa sensazione. Devono capire che il modo per superare questo dilemma è cambiare le leggi in modo da fornire un incentivo finanziario per un comportamento etico e rispettoso del clima. Ad esempio, se decidi di mangiare una bistecca, dovresti essere sicuro che è stata prodotta in modo sostenibile e non viola il benessere degli animali, invece di punirti costantemente. Stiamo cercando di diffondere questa filosofia: trasferire la

responsabilità a chi le appartiene. Ma questo richiede la fiducia delle persone – e il loro voto. Esperti fossili ritengono che l'Italia avrà bisogno della cattura e dello stoccaggio del carbonio (CCS) per decarbonizzare l'industria e paesi come la Danimarca e la Norvegia stanno portando avanti i progetti, mentre la tecnologia è de facto illegale qui. Qual è la tua posizione su questo tema, che non è nemmeno menzionato nei manifesti elettorali? Le regioni, gli abitanti, 60 milioni di italiani in cui la CCS CCUS potrebbe essere possibile in mare, hanno tutti deciso di non volerla perché i cittadini sono contrari. Penso che dobbiamo accettare che la volontà semplicemente non c'è. Ma soprattutto, da un punto di vista economico, non è rilevante e non ha senso. Non ci sono aziende qui che lo applicano perché la tecnologia è estremamente costosa. Non credo che una discussione sulla possibilità di immagazzinare CO₂ in Danimarca o Norvegia ci aiuterà al

momento. Dobbiamo concentrarci ora sulla riduzione delle emissioni e sulle discussioni sulla CCS + CCUS+idrogeno blu sono una distrazione. Implicano anche il pericolo che le persone dicono: "Beh, non abbiamo fretta di ridurre le emissioni perché in seguito possiamo semplicemente immagazzinare CO2 sotto il Mare Adriatico vedi Ravenna con Eni". È una chimera, una soluzione che oggi non esiste. Quindi concentriamoci sulle tecnologie disponibili come i pompaggi, desalinizzazione e reuse CO2 by

air..Energia. In Italia i politici invece di affrontare questioni serie come il costo dell'energia dove stiamo andando per errori e miopia italiana sul gas, verso aumenti in bolletta dal 15% al 20%, invece dei pompaggi che farebbero scendere le bollette del 40%. Si vocifera anche di un possibile compromesso tra Parigi e Berlino, dove la Francia sosterrrebbe la Germania sul gas in cambio dell'appoggio tedesco sul nucleare. Ti sembra possibile un simile compromesso? L'inclusione del gas sarebbe la fine della tassonomia europea: un grave errore che in Italia ci costerebbe 36.000 miliardi in meno di PIL. Per gli investitori la tassonomia deve essere credibile e il dibattito scientifico sul gas è deciso: il gas fossile non è verde, non può entrare nella tassonomia a causa delle relative emissioni inquinanti di CO2 e metano. Sarebbe la fine della tassonomia e un duro colpo per il Green Deal perché manderebbe il messaggio che questo è tutto un grande esercizio di greenwashing. Poi non capisco l'odio di Cingolani per i pompaggi ed il gas verde dai TWh pompaggi via Power to Gas. Un'etichetta verde per il nucleare, invece, danneggerebbe sempre la credibilità della

tassonomia agli occhi degli investitori tedeschi, austriaci o italiani. Al contrario, dal punto di vista di un investitore americano, non c'è dibattito: il nucleare è verde anche per vendere i loro reattori ad acqua pressurizzata inferiori al nostro progetto di IV generazione LFR di Cinotti-Corsini connessi ai pompaggi. E sarebbe lo stesso agli occhi degli investitori cinesi, indiani, australiani o canadesi. Infatti al di fuori dell'Europa, non conosco nessun Paese che abbia deciso di abbandonare il nucleare. Da questo punto di vista, non c'è una buona scelta sul nucleare: che la Commissione decida di includere o meno nella tassonomia, ci sono solo cattive opzioni. Ma a un certo punto dovrà decidere. L'hai appena detto, non c'è una buona scelta sul nucleare. Come può la Commissione europea uscire dall'impasse? Non vedo come potrebbe farlo. Con la tassonomia o sei dentro o sei fuori. Ebbene, la tassonomia riconosce le cosiddette tecnologie di "transizione". E sul gas, la Commissione ha trovato una soluzione creativa dicendo che avrebbe presentato una proposta legislativa separata sul ruolo del gas nella transizione energetica. Si potrebbe prendere in considerazione una soluzione simile per il nucleare? Sì, ma ciò distorcerebbe la tassonomia. L'obiettivo della tassonomia è definire soglie oltre le quali un investimento è considerato verde o meno. In effetti, una tassonomia credibile può coprire solo l'1, 2 o il 3% del PIL attuale a meno che usi i pompaggi ed i TWh derivati come sostituti di petrolio e gas. Allora arrivi con chimica verde da TWh pompaggi al 20% del PIL europeo e italiano.. A parte turbine pompaggio, eoliche, batterie o pochi altri investimenti, la stragrande maggioranza dell'economia oggi è completamente fuori linea con gli obiettivi della tassonomia, o l'accordo di Parigi. Questo è il valore aggiunto della tassonomia: identificare quei pochi settori veramente green per aiutare investitori, aziende e promotori di progetti a capire quali obiettivi devono raggiungere per diventare green. Includere nella tassonomia settori che, come il gas fossile, non sono compatibili con la neutralità climatica, sarebbe un greenwashing. Tutto il lobbismo che è stato fatto negli ultimi due anni, sia sul nucleare che sul gas o sulle "attività di transizione", tende a screditare la tassonomia agli occhi degli investitori. C'è un punto di rottura ad un certo punto. La Commissione avrebbe dovuto avanzare una proposta entro la fine dell'estate per includere i pompaggi come pilastro della tassonomia e rivedere solo il nucleare di IV generazione connesso ai pompaggi notturni nella tassonomia, ma sembra che i tempi siano brevi. Ritiene che le elezioni tedesche di settembre influiscano su questo ritardo? Non lo so per certo. Ma le dinamiche attuali mi portano a pensare che la Commissione farà una proposta in questa direzione riconoscendo il nucleare come tecnologia "verde" sotto la tassonomia. Secondo i rapporti di esperti che

sono stati emessi, non ci sono prove sufficienti che i rifiuti siano un problema che causa danni "significativi" all'ambiente. Ammesso che la Commissione sappia già che proporrà di includere il nucleare nella tassonomia, sarebbe infatti nel suo stesso interesse attendere l'esito delle elezioni tedesche. Alcuni esperti francesi dell'UE affermano che l'energia nucleare si qualifica per l'etichetta di investimento verde. Gli esperti incaricati di valutare se l'Unione europea debba etichettare l'energia nucleare come un investimento verde diranno che il combustibile si qualifica come sostenibile, secondo un documento trapelato. A seguito delle relazioni degli esperti, la Commissione dovrebbe quindi logicamente proporre di includere il nucleare nella tassonomia e riconoscerlo come una tecnologia "verde"? Sarebbe coerente con le dinamiche degli ultimi mesi solo per reattori di IV generazione, tipo LFR italiano. È molto complicato oggi dimostrare scientificamente che le scorie nucleari pongono un problema ambientale "significativo" che non può essere superato anche riducendole con il plasma a 20000° adatto al nucleare. Potrebbe essere anche una delle novità della politica europea di questi giorni: confrontando l'attuale Commissione con le precedenti, c'è ora una chiara priorità data al clima nella gerarchia degli obiettivi ambientali ed energetici. Il clima è chiaramente la priorità numero uno. A breve termine, lo spegnimento di un reattore nucleare da un gigawatt - la dimensione media di un reattore - aggiunge quasi automaticamente da due a tre milioni di tonnellate di emissioni di CO₂ all'anno, a seconda che l'elettricità sostitutiva provenga da fonti rinnovabili o carbone e gas esistenti centrali elettriche. Da questo punto di vista, c'è un ruolo necessario per l'energia dei pompaggi acqua e mare connessi con il nucleare in Europa negli anni 2020 e probabilmente oltre. E nei Paesi in cui si stanno chiudendo le centrali nucleari - in Germania, Belgio, e anche in Francia con Fessenheim - è soprattutto il riflesso di una legittima scelta politica, che in Germania è frutto di un profondo appoggio democratico alla progressiva eliminazione del nucleare. Inoltre, all'interno della Commissione, la presidente Ursula von der Leyen non è nota per assumere posizioni antinucleari, a differenza di molti politici tedeschi. Quanto a Frans Timmermans, il vicepresidente esecutivo, è cauto e non è ferocemente contrario al nucleare, argomento che conosce molto bene il suo capo di gabinetto, Diederik Samsom, laureato in fisica nucleare. Più ampiamente, ci sono anche posizioni mutevoli tra il movimento ambientalista in Francia. Nel partito Green EELV emerge una spaccatura tra una giovane generazione per la quale il cambiamento climatico è la priorità assoluta e per la quale l'uscita dal nucleare è un obiettivo lodevole ma secondario, e una generazione che si è politicizzata

negli anni '80 e '90, che hanno sperimentato Chernobyl e che sono molto attaccati a una rapida uscita dal nucleare. Per coloro che si sono uniti al movimento dei Verdi più di recente – i Fridays for Future per esempio – chiaramente il clima è la priorità numero uno. Ci sono persone oggi all'EELV che ti dicono in privato che non vogliono chiudere le centrali nucleari fino al 2035. E questa è una novità, anche se è ancora una posizione di minoranza. E poi in Commissione c'è Thierry Breton, che è una figura chiave su questo tema, e che supera un po' le sue prerogative di Commissario per il mercato interno facendo una campagna pubblica a favore del nucleare, non dicendo nulla sui pompaggi che invece vengono incrementati negli USA, Cina e la stessa Francia.. Infatti, guardando il Collegio dei Commissari, non vedo nessuno che sia ferocemente antinucleare ma vedo funzionari troppo filo gas che propongono idrogeno blu fatto con gas, il che è una aberrazione.. Mentre avete una maggioranza di Commissari chiaramente favorevoli al clima e che hanno accettato il nucleare come fonte energetica di transizione, e comunque come un male necessario in attesa della fine del carbone. E ci sono anche alcuni Commissari, tra cui Thierry Breton, che sono strenuamente a favore del nucleare. Quindi, alla luce di tutto ciò, ciò che mi sembra più probabile è che la Commissione farà una proposta a favore dell'integrazione dell'energia nucleare ma solo di IV generazione con reattori autofertilizzanti, nel quadro della tassonomia. Dato che Caffese cita spesso il Power to gas ed il Power to X entrando con TWh elettrici prodotti dai pompaggi in Italia, riporto la definizione del Ministero Tedesco sul Power to X tradotta dall'originale tedesco. Qualcuno in Italia anche tra prof. Universitari dice che non possiamo passare dai TWh dei pompaggi a gas verde, idrogeno verde, chimica verde, ammoniaca verde e fuels verdi. Ecco la smentita alle fake news che girano in Italia su prestigiosi media giornali e TV.

Il forte aumento dei prezzi del gas e dell'elettricità dall'inizio dell'estate 2021 potrebbe essere solo il primo segnale di un aumento sostenuto nei prossimi mesi. Anche tutte le materie prime agricole e minerali sono soggette allo stesso regime e, per gli stessi motivi, alla forte ripresa economica mondiale guidata dalla Cina. Tuttavia, questi aumenti dovrebbero essere messi in prospettiva a seconda dell'anno base preso come riferimento. Nel 2020, i prezzi dell'energia erano diminuiti drasticamente a causa della crisi sanitaria. Rispetto a marzo 2020, il prezzo del gas registrato il 9 settembre 2021 sul mercato di Rotterdam è così aumentato del 233%; il prezzo del petrolio è più che raddoppiato allo stesso tempo. Ma se prendiamo come riferimento il 2018 l'aumento è

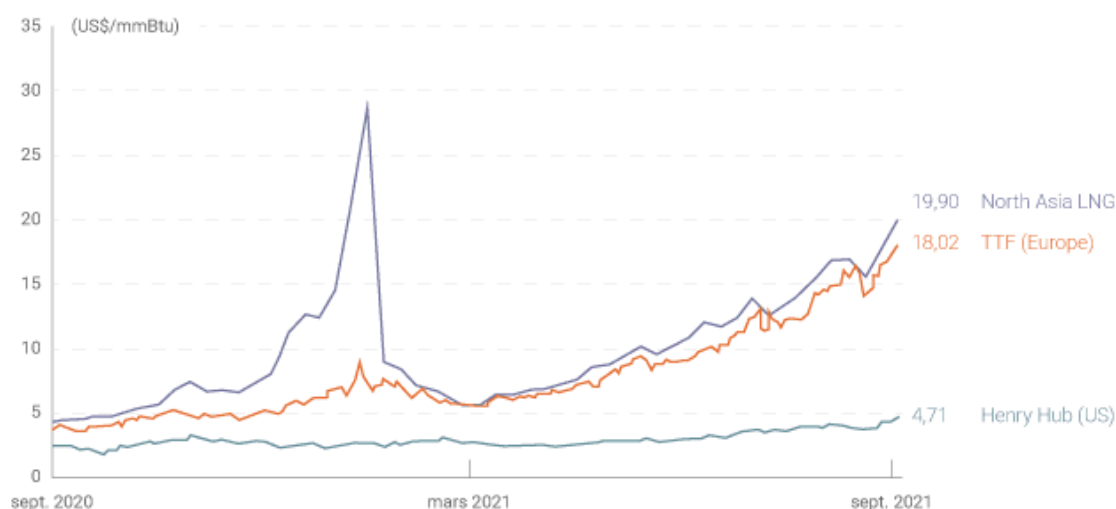
molto meno evidente: i prezzi del gas sono sicuramente aumentati di circa il 150%, ma i prezzi del petrolio sono a livelli comparabili. Prima di tutto, non dobbiamo confondere il prezzo all'ingrosso e il prezzo al dettaglio dell'energia. Mentre i prezzi ai quali produttori e fornitori si scambiano energia sui mercati all'ingrosso guidano i prezzi pagati dal consumatore finale, quest'ultimo tiene conto anche dei costi di trasporto e distribuzione di petrolio, gas o elettricità oltre ad altrettante tasse (1) . Il prezzo all'ingrosso dell'energia in definitiva incide solo su una piccola parte del prezzo pagato dal consumatore. È inoltre importante non confondere il prezzo del gas o dell'elettricità con la bolletta del gas o dell'elettricità (la bolletta dipende anche dal volume di gas ed elettricità consumati). Un inverno molto freddo fa aumentare la bolletta anche se il prezzo del gas non aumenta; lo sviluppo della tecnologia digitale e della mobilità elettrica rischia di aumentare la bolletta elettrica, a un determinato prezzo per kWh. Gli aumenti dei prezzi dell'elettricità e del gas hanno ragioni comuni, ma hanno anche specificità che dovrebbero essere ricordate. I margini di manovra delle autorità pubbliche per limitare i futuri aumenti sono limitati ma esistono. **Motivi comuni per gli aumenti dei prezzi di gas ed elettricità.** È la forte crescita economica osservata negli ultimi mesi, in particolare in Cina, che spiega l'aumento del prezzo chiave dell'energia. A ciò si aggiunge il forte aumento del prezzo del carbonio sul mercato europeo ETS: il prezzo per tonnellata di CO₂ è passato da 5 a 60 euro in pochi anni (livello di settembre 2021) e da marzo è stato moltiplicato per 4. **2020** Poiché gran parte dell'energia elettrica nell'Unione Europea dei 27 è prodotta con combustibili fossili (quasi il 20% con il gas e il 13% con il carbone), qualsiasi aumento dei prezzi del gas, del carbone e del combustibile CO₂ incide meccanicamente sul costo di produzione elettricità. In Italia siamo così fessi che il fossile incide sullo 80% per colpa di una politica prona ai fossili e all'importazione oil/gas e dove manca non solo la cultura di chimica fossile ma mancano persino le cattedre. A ciò si aggiunge l'aumento del prezzo dei titoli di risparmio energetico, che dal 2018 è raddoppiato (fino a raggiungere gli 8 euro per MWh).

Promemoria su tariffe regolamentate e offerte di mercato in Francia. Nel caso del gas e dell'energia elettrica, esistono in Francia delle tariffe regolamentate (TRV) offerte dall'incumbent (EDF nel caso dell'elettricità, Engie nel caso del gas) e le ELD (Società di distribuzione locali), stabilite da CRE, che coesistono con i cosiddetti prezzi di offerta di mercato (OM) per i clienti che hanno deciso di abbandonare TRV scegliendo generalmente un fornitore alternativo (2) . La TRV "blu" dell'energia elettrica è ora riservata ai clienti domestici e alle piccole imprese; anche la TRV gas è riservata alle utenze domestiche o assimilate e la sua scomparsa è prevista per il 2023. L'elettricità TRV riguarda ancora 23 dei 33 milioni di clienti domestici e 2,7 dei 5 milioni di clienti professionali. La TRV gas, invece, riguarda solo 3,3 milioni di clienti

su 11 milioni ⁽³⁾ . Un cliente su un'offerta di mercato può aver sottoscritto un contratto indicizzato o meno sul TRV o sul prezzo all'ingrosso (esistono contratti a prezzo fisso su un certo periodo, ad esempio due o tre anni) e sarà quindi interessato dall'aumento nel prezzo del gas sul mercato internazionale o da quello del costo dell'energia elettrica se il suo contratto prevede l'indicizzazione. In tutti i casi, paga i pedaggi e le tasse di accesso alla rete. La struttura della "TRV gas" è la seguente: 33% per la molecola importata e la fornitura, 38% per le reti e lo stoccaggio e 29% per le tasse. Di poco diversa la struttura della "TRV elettrica": 36% per i costi di produzione, 31% per le reti e 33% per le tasse. La tariffa regolata del gas viene rivista mensilmente per seguire da vicino la volatilità dei prezzi sul mercato internazionale. La tariffa elettrica regolamentata viene rivista solo due volte l'anno: all'inizio di febbraio e all'inizio di agosto.

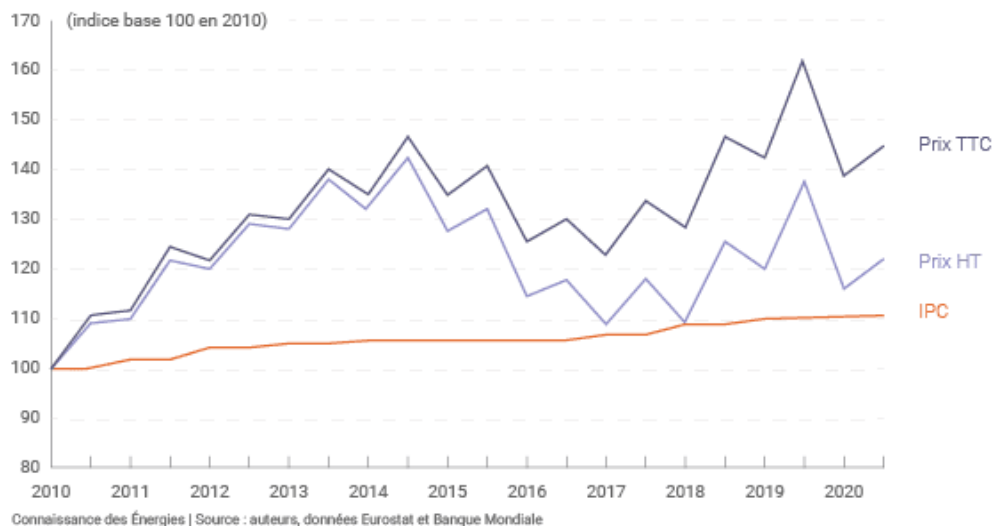
Aumento dei prezzi: ragioni specifiche per gas ed elettricità. Oltre alla situazione internazionale, il recente aumento dei prezzi del gas si spiega anche con la necessità di ricostituire le scorte, essendo stato l'inverno 2020-2021 lungo e freddo. Ciò è dovuto anche alla strategia di fidelizzazione del principale fornitore dell'Unione Europea, la Russia (40% delle importazioni) che ha rifiutato di aumentare il transito attraverso l'Ucraina e ha interesse a dimostrare che l'Europa ha bisogno del nuovo gasdotto Nord Stream 2, la cui costruzione è appena stata completata (ufficialmente 10 settembre 2021) .L'entrata in esercizio di questa seconda tratta, prevista entro la fine del 2021, dovrebbe aumentare l'offerta disponibile e quindi allentare senza dubbio la pressione sui prezzi nei prossimi mesi. A ciò si aggiunge un calo delle forniture di GNL in Europa a causa della maggiore concorrenza con l'Asia, che offre agli esportatori prezzi più redditizi (il che spiega perché molte navi metaniere verso l'Europa sono state dirottate verso l'Asia).

Évolution comparée des prix de marché du gaz entre septembre 2020 et septembre 2021 en Europe, aux États-Unis et en Asie

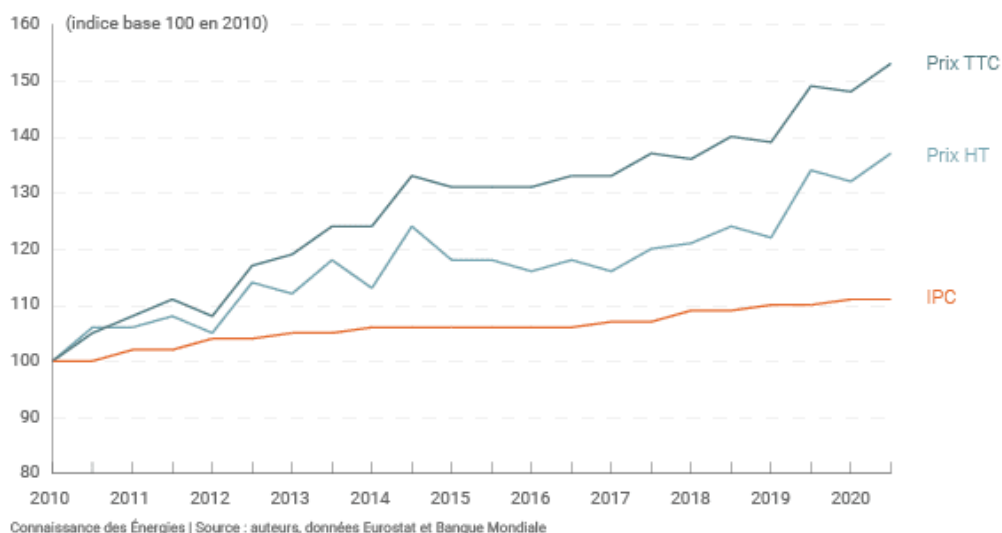


L'aumento del prezzo dell'energia elettrica all'inizio di febbraio 2021 si spiega con l'aumento del prezzo del MWh sul mercato all'ingrosso europeo, in gran parte legato all'aumento del prezzo del gas e della quota di CO₂ ma anche alla fissazione specifica meccanismo della tariffa regolata in Francia basato su una doppia logica: quella dello stacking e quella della "contestabilità". Da 10 anni la tariffa regolata tasse escluse è aumentata del 50% (e del 40% tasse escluse), a dimostrazione che l'aumento delle tasse ha contribuito, come quello delle tariffe di accesso alla rete, anche all'aumento del prezzo. Lo stacking consiste nel fissare la tariffa sommando tutti i costi (produzione, commercializzazione, trasporto, distribuzione e tasse), il prezzo del MWh essendo in parte fissato al livello dell'ARENH (fissato a 42 €/MWh dal 2012) e in parte basato su una media dei prezzi all'ingrosso, che si chiama "supplemento di mercato". La "contestabilità", prevista dalla legge, consiste nel trattenere una quota di "mercato aggiuntivo" prossima a quella dei concorrenti di EDF al fine di consentire ai concorrenti di EDF di poter competere con l'operatore storico. I prezzi sul mercato elettrico all'ingrosso sono da diverse settimane molto alti (spesso sopra i 100€/MWh mentre erano intorno ai 46€/MWh in media nel 2020) anche se la volatilità è molto alta. . Così domenica 8 agosto 2021 il prezzo all'ingrosso in Francia si attestava a - 63,03 €/MWh alle 14 e + 68,05 €/MWh alle 20, ovvero un differenziale di 131 € per MWh in 6 ore di tempo. Possiamo quindi aspettarci un forte aumento del TRV nel febbraio 2022 se la tendenza continua. L'aumento della quota delle rinnovabili intermittenti nel mix elettrico dovrebbe accentuare la volatilità dei prezzi sul mercato "spot".

Évolution du prix TTC et HT du gaz pour un client résidentiel et de l'indice des prix à la consommation



Évolution du prix TTC et HT de l'électricité pour un client résidentiel et de l'indice des prix à la consommation



Quale margine di manovra per il 2022? Per quanto riguarda il gas, le autorità pubbliche non hanno quasi alcun margine di manovra poiché il prezzo del gas sul mercato internazionale è completamente al di fuori del controllo dello Stato francese. In termini di energia elettrica, non è certo maggiore poiché il prezzo all'ingrosso è anche un prezzo europeo a causa delle interconnessioni elettriche. In entrambi i casi possiamo sicuramente "giocare" sulle tasse come in Francia, il TICGN per il gas e il CSPE per l'energia elettrica. Questo CSPE è inizialmente destinato in gran parte ma non esclusivamente a finanziare il costo aggiuntivo delle rinnovabili (prezzo garantito

o supplemento di mercato). Poiché tale finanziamento avviene sempre più tramite imposte sul TICPE (imposta interna sui consumi energetici, basata sul consumo di prodotti petroliferi), è ipotizzabile che il legislatore decida di ridurre l'importo del CSPE, attualmente limitato a € 22,5/ MWh. Tanto più che gli oneri relativi ai costi aggiuntivi delle rinnovabili si ridurranno man mano che scadono i generosi contratti di riacquisto concessi in passato e vengono sostituiti da nuovi contratti molto meno redditizi per i produttori. L'annunciata ma rinviata riforma del meccanismo ARENH avrebbe potuto (e potrebbe ancora) costituire parte della soluzione. Se aumentiamo il volume di ARENH (attualmente limitato a 100 TWh all'anno) acquistato dai concorrenti di EDF (che chiedono), ma a condizione di aumentare il prezzo un po' come la domanda di EDF (a proposito da 42 a 50 € /MWh ad esempio), riduciamo contestualmente il volume di "mercato aggiuntivo" acquistato da questi concorrenti (il prezzo medio del "mercato aggiuntivo" è oggi ben al di sopra di 50 €/MWh, anzi intorno ai 70 €/MWh), e quindi indirettamente la quota del "mercato aggiuntivo" nel TRV (che oggi rappresenta meno del 10% di tale tariffa). Nel breve termine, le autorità pubbliche possono anche utilizzare la leva dell'energy check (4) per cercare di limitare gli effetti dell'aumento dei prezzi del gas e dell'elettricità sulle famiglie in situazione di povertà energetica. Le quasi 6 milioni di famiglie a basso reddito che beneficiano dell'assegno energetico riceveranno un assegno aggiuntivo di 100 euro a dicembre 2021, ha appena annunciato il governo. Questo potrebbe non essere sufficiente se i prezzi dell'energia continuano a salire al ritmo attuale. Ecco perché, al di là di questa misura a breve termine, va rivisto a fondo il meccanismo di energy check, il cui importo va rivisto periodicamente per tenere conto dell'aumento dei prezzi dell'energia e di cui deve beneficiare un maggior numero di famiglie in precarie condizioni. I consumatori, dal canto loro, hanno interesse a limitare i propri consumi di gas ed elettricità e a guardare più da vicino le offerte di mercato a prezzo fisso e a rifuggire dalle offerte di prezzo in tempo reale che fioriscono da tempo con lo sviluppo di il metro Linky. Ma i fornitori possono essere più riluttanti ad offrire offerte a prezzo fisso per un lungo periodo (oltre 2 anni) perché sono loro che poi si prendono tutti i rischi...[Fonti / Note](#)

1. Imposta interna sul consumo di prodotti energetici da petrolio (TICPE), imposta interna sul consumo di gas naturale (TICGN), imposta interna sul consumo finale di energia elettrica (TICFE), IVA.
2. Il cliente che abbandona il TRV può anche optare per un prezzo in OM dall'operatore storico.
3. Degli 8 milioni di contratti di gas OM, 3,7 sono forniti da Engie e 4,3 sono firmati con concorrenti.
4. Il sistema, che nel 2018 ha sostituito le tariffe sociali per gas ed energia elettrica, prevede alle famiglie precarie un aiuto medio di 150 euro all'anno, sotto forma di assegno che può essere utilizzato per pagare parte delle bollette di luce, gas o olio combustibile. Il suo importo non è stato rivalutato dalla sua introduzione, anche se i prezzi dell'energia al dettaglio sono aumentati

notevolmente nel periodo (+ 9% per l'elettricità e + 13% per il gas tra il 2018 e il 2020). Oggi è l'era della dissoluzione.

Non vogliono assumere e non vogliono creare posti di lavoro. Adesso il business Verde e chimica verde sono iniziati, niente e nessuno li fermerà. Di quale ponte per il futuro stiamo parlando? Quello della disoccupazione? Il 99% delle assunzioni avviene su raccomandazione, sia nel settore pubblico che in quello privato. I nuovi posti di lavoro promessi saranno nei call center all'estero. L'elettricità aumenta del + 25% Gas + 40%. Che grande operazione sociale. I cittadini vengono vessati con la scusa della sostenibilità verde in un momento così difficile, per raccogliere fondi per aziende energetiche in mano a capitali esteri per centinaia di milioni di euro, con relativa condivisione di utili e dividendi, lasciando debiti verso i paesi europei. Mi chiedo dove sia andato a finire il Diritto Pubblico, milioni di cittadini senza essere consultati, un giorno si sono trovati alle prese con un processo di liberalizzazione, uno pseudo-mercato in regime di oligopolio e società autorizzate a gestire e coordinare attività di produzione, mercato e clientela di Beni Essenziali. Stanno brancolando nel buio, senza un percorso concreto, una visione, una tendenza e una strategia. Tra qualche anno avremo una nuova legge finanziaria, sarà la legge ecosostenibilità-finanza verde. Quindi in seguito non potrai dire che la nuova crisi finanziaria non era prevedibile, perché te l'ho appena scritta. **Le strutture idrauliche raggruppano più famiglie di strutture: dighe, canali, dighe, sistemi di protezione contro le piene o contro le sommersioni e installazioni idrauliche (Legge francese).** Dighe e canali possono essere classificati nella sezione 3.2.5.0 del codice dell'ambiente. I sistemi di protezione contro le inondazioni o contro le sommersioni e gli impianti idraulici possono essere classificati nella sezione 3.2.6.0 del codice dell'ambiente. **I diversi tipi di strutture idrauliche**

dighe

Si tratta di strutture destinate a trattenere temporaneamente una maggiore o minore quantità di acqua per usi diversi (produzione di energia idroelettrica; approvvigionamento di acqua potabile; irrigazione; regolazione dei flussi dei corsi d'acqua; attività turistiche, ecc.). In effetti, sono più spesso costruiti attraverso un flusso. Tuttavia, alcune dighe sono realizzate all'esterno dell'alveo maggiore di un corso d'acqua e alimentate deviando parte del flusso dai corsi d'acqua vicini; questo è il caso degli invasi collinari e delle dighe che fanno parte delle stazioni di trasferimento di energia pompata (STEP).

Canali

Si tratta di opere destinate a canalizzare l'acqua per portarla da un punto all'altro. Sono comunemente usati come corsi d'acqua navigabili al posto di corsi d'acqua difficili da navigare o per compensare l'assenza di corsi d'acqua. Sono stati generalmente creati

ex nihilo dall'uomo. Le pareti laterali di un canale che delimitano un tratto, comunemente chiamate "dighe di canale", sono giuridicamente assimilate alle dighe.

Argini di protezione contro inondazioni o sommersioni

Si tratta di strutture create dall'uomo per impedire, per quanto possibile, all'acqua di entrare in aree popolate o sensibili. Sono infatti generalmente costruite parallelamente ad un corso d'acqua o alla costa.

Sistemi di protezione contro inondazioni o sommersioni

Tale sistema comprende tutte le opere, naturali o realizzate dall'uomo, che contribuiscono alla protezione diretta di un'area protetta (popolata o sensibile) da alluvioni o sommergimenti marini. Questi lavori possono includere:

- dighe;
- altre strutture artificiali, ma non per lo scopo iniziale di protezione dalle inondazioni: strade, ferrovie, ecc.
- strutture naturali: picchi rocciosi, cordoni dunali...

Impianti idraulici

Un impianto idraulico contribuisce alla protezione contro le inondazioni o le sommersioni, ma comprende strutture per trattenere parte delle inondazioni, come dighe di controllo delle piene o trappole di ritenzione delle piene, o strutture che immagazzinano altri flussi per non causare allagamenti, come l'acqua portata da onde durante le tempeste marittime o il deflusso da eventi di precipitazioni intense.

Per ulteriori

- Titoli del codice ambientale: articolo R.214-1
- Classe di strutture nella sezione 3.2.5.0 (dighe e canali): articolo R.214-112
- Classe di opere nella sezione 3.2.6.0: articolo R.214-113

Link utili

- Gestione degli ambienti acquatici e prevenzione delle inondazioni (GEMAPI)
- Associazione nazionale dei gestori di dighe (Francia Dignes)
- Comitato francese per le dighe e gli invasi (CFBR)
- Wiki delle dighe
- Sito idroelettrico

- Centro Studi e Competenze Rischi, Ambiente, Mobilità e Pianificazione (CEREMA)
- Istituto Nazionale di Ricerca per l'Agricoltura, l'Alimentazione e l'Ambiente (INRAE)

I principali testi normativi applicabili alle opere idrauliche

Principali testi normativi applicabili a dighe e argini

- Decreto n. 2016-530 del 27 aprile 2016 relativo alle concessioni di energia idraulica e approvazione del disciplinare modello applicabile a tali concessioni
- Decreto n. 2015-526 del 12 maggio 2015 relativo alla disciplina applicabile alle opere realizzate o allestite per prevenire allagamenti e alle norme di sicurezza per le opere idrauliche
- Ordinanza del 17 marzo 2017 che specifica le modalità di determinazione dell'altezza e del volume di dighe e strutture simili ai fini della classificazione di tali strutture
- Ordinanza del 6 agosto 2018 recante prescrizioni tecniche relative alla sicurezza delle dighe
- Estratti del codice ambientale (PDF - 358,73 KB)

Nell'ottobre 2019 il DGPR ha distribuito la ***nota tecnica di supporto all'interpretazione dell'ordinanza del 6 agosto 2018*** recante i requisiti tecnici relativi alla sicurezza delle dighe, nota come "Ordine tecnico delle dighe" (ATB).

Questa nota può essere scaricata di seguito.

-
- Nota interpretativa del decreto tecnico Dams - ottobre 2019 (PDF - 670,81 KB)

Il DGPR ha emesso una ***nota interpretativa*** all'allegato ***al decreto 12 giugno 2008, modificato*** dal decreto 3 settembre 2018, definendo il piano per lo ***studio della pericolosità delle dighe*** e specificandone il contenuto.

-
- Nota interpretativa dell'allegato al decreto modificato del 12 giugno 2008, che definisce il piano ESD per le dighe, versione febbraio 2020 (PDF - 258.24 KB)

Nel gennaio 2021, il DGPR ha emesso una **nota interpretativa del decreto 17 marzo 2017** specificando le modalità per la determinazione **dell'altezza e del volume di dighe e strutture similari**.

-
- Nota interpretativa del decreto del 17.03.2017 che specifica le modalità di determinazione dell'altezza e del volume di dighe e strutture similari - versione 1 del dicembre 2020 (PDF - 1.89 MB)

Disposizioni relative ai Piani Speciali di Intervento (PPI) per le dighe:

-
- Articoli R.741-18 e seguenti del Codice di Sicurezza Interna relativi a specifici piani di intervento concernenti taluni impianti idraulici

Principali decreti in materia di sicurezza e protezione delle opere idrauliche

-
- Ordinanza del 12 giugno 2008 modificata che definisce il piano per lo studio della pericolosità delle dighe
 - Ordinanza del 7 aprile 2017 che specifica il piano per lo studio della pericolosità degli argini organizzati in sistemi di contenimento e altre strutture progettate o allestite al fine di prevenire allagamenti e sommersioni
 - Ordinanza che specifica le categorie e i criteri delle approvazioni degli organismi che intervengono per la sicurezza delle opere idrauliche nonché l'organizzazione amministrativa del loro rilascio
 - Ordinanza del 21 maggio 2010 che definisce l'entità della gravità degli eventi o degli sviluppi concernenti una diga o un argine o il loro funzionamento e che comportano o possono pregiudicare l'incolumità di persone o cose

Vedi anche

-
- Guida legale per la costruzione di invasi (PDF - 987.02 KB)

Questa guida, oltre a ricordare il procedimento istruttorio ai sensi della legge sull'acqua, permette di precisare il contenuto dei fascicoli istruttori, il seguito dei fascicoli e le altre procedure applicabili a tali progetti. MEEM, ed. 2013

- Raccomandazioni per l'inventario delle opere e delle strutture di difesa dai rischi costieri - avviso metodologico (PDF - 13.82 MB)

Tale avviso comprende una tipologia di strutture costiere e una metodologia di censimento corredata da "schede di campo". CETMEF, ed. 2011

- Dati salienti sul mare e sulla costa (PDF - 11.71 MB)

Lo scopo di questo documento è sintetizzare tutte le schede tematiche prodotte nell'ambito dell'Osservatorio Nazionale del Mare e del Litorale. MEEM/ONML, ed. 2013

- Rischio sismico e strutture idrauliche (PDF - 10.41 Mo)

Questo documento mira a unificare le pratiche per la verifica della sicurezza nei confronti del rischio sismico di strutture idrauliche, dighe e dighe, situate in Francia. Ministero dell'Ambiente, ed. 2014

- Sistema di riferimento tecnico per argini marittimi e fluviali (PDF - 8.15 Mo)

L'obiettivo di questo riferimento è quello di costituire una base tecnica comune che permetta una comprensione reciproca degli attori del settore durante i loro scambi. Ministero dell'Ambiente, ed. 2015

Come viene garantita la sicurezza delle dighe?

Le dighe sono utilizzate per trattenere temporaneamente una maggiore o minore quantità d'acqua per vari usi (produzione di energia idroelettrica, approvvigionamento di acqua potabile, irrigazione, regolazione dei corsi d'acqua, attività turistiche, ecc.). Trattenendo l'acqua, queste strutture accumulano quantità significative o anche considerevoli di energia. Il rilascio accidentale di questa energia è fonte di rischi significativi.

Le responsabilità dei diversi attori

La sicurezza della diga è responsabilità dei proprietari o concessionari delle strutture. Tale responsabilità comprende il rispetto degli obblighi imposti dallo Stato. La Direzione Generale per la Prevenzione dei Rischi (DGPR) è responsabile, all'interno del ministero, dell'organizzazione del controllo statale sul rispetto di tali obblighi.

Il controllo di questi obblighi si basa su servizi specializzati nelle direzioni regionali dell'ambiente, della pianificazione e dell'edilizia abitativa (DREAL) nella Francia

continentale (DRIEE Île-de-France nella regione Ile-de-France) e nelle direzioni dell'ambiente, pianificazione e alloggio (DEAL) nei dipartimenti d'oltremare. Questi servizi agiscono per conto dei prefetti del dipartimento. Inoltre, beneficiano del supporto tecnico nazionale organizzato dalla DGPR.

Organizzazione del controllo di sicurezza delle strutture idrauliche

Dal 2010 i servizi regionali del ministero dispongono di agenti specializzati per il controllo di dighe e argini. L'ultima circolare organizzativa per questi servizi è stata pubblicata dal DGPR l'11 luglio 2016 per tenere conto della nuova mappa amministrativa delle regioni della Francia continentale.

-
- Nota dell'11 luglio 2016 relativa all'attuazione dell'organizzazione del controllo di sicurezza delle opere idrauliche nella Francia continentale (PDF - 12,53 MB)

Il sistema normativo

Il sistema di regolazione della sicurezza delle dighe si basa principalmente su:

- il codice ambientale (Libro II) quando le dighe rientrano nella legge sull'acqua
- il codice dell'energia (Libro V) quando le dighe fanno parte di una concessione energetica idraulica rilasciata dallo Stato.

Per le dighe concesse, il decreto 2016-530 del 27 aprile 2016 ha recentemente armonizzato le norme di sicurezza per queste dighe incluse nel codice dell'energia con le norme incluse nel codice dell'ambiente per le dighe soggette a legge sull'acqua.

Inoltre, i più importanti blocchi stradali ricadenti in questi due regimi devono essere oggetto di uno specifico piano di intervento in applicazione dell'articolo R. 741-18 del Codice di Sicurezza Interna.

-
- Per le dighe concesse: Decreto 2016-530 del 27 aprile 2016
 - Estratto delle principali disposizioni applicabili del codice ambientale per le dighe coperte dalla legge sulle acque (PDF - 320.98 KB)

Le classi delle dighe

Gli obblighi dei proprietari e dei concessionari sono adeguati all'importanza dei rischi e delle problematiche.

Il decreto n° 2007-1735 prevedeva 4 classi di dighe, dalla A (per le strutture più importanti) alla D.

Il decreto n. 2015-526 prevede ora 3 classi di dighe, dalla A (per le strutture più importanti) alla C. Queste nuove disposizioni possono comportare la modifica della classificazione di alcune strutture. Non abrogano automaticamente le vecchie disposizioni individuali che sono riviste con decreto prefettizio individuale.

CLASSE della diga	Caratteristiche della diga
A	$H \geq 20$ e $H^2 * V_{0,5} \geq 1.500$
B	Lavori non classificati in A e per i quali $H \geq 10$ e $H^2 * V_{0,5} \geq 200$
VS	a) Lavori non classificati in A o B e per i quali $H \geq 5$ e $H^2 * V_{0,5} \geq 20$ O b) Lavori per i quali non sono soddisfatte le condizioni previste in a ma che soddisfano le seguenti condizioni cumulative: i) $H \geq 2$ ii) $V \geq 0,05$ iii) sono presenti una o più abitazioni a valle della diga, fino ad una distanza da essa di 400 metri.

H = altezza della struttura espressa in metri e definita come la massima altezza misurata verticalmente tra la sommità della struttura e il suolo naturale immediatamente sopra tale sommità

V = volume trattenuto espresso in milioni di metri cubi e definito come il volume trattenuto dalla diga al normale livello di ritenzione. Nel caso di argini canale, il volume considerato è quello dello sbraccio tra due chiuse o due strutture chiuse.

Obblighi indotti dalla classificazione delle opere

Il decreto n.2015-526 ha modificato la natura degli obblighi o la frequenza di tali obblighi da rispettare a seconda della classe delle strutture:

AZIONI DA REALIZZARE	SBARRAMENTO		
	<i>Classe A</i>	<i>Classe B</i>	<i>Classe C</i>
Aggiornamento dello studio sui pericoli	Almeno una volta ogni 10 anni	Almeno una volta ogni 15 anni	/
Aggiornamento del rapporto di sorveglianza	Una volta all'anno	Una volta ogni 3 anni	Una volta ogni 5 anni
Svolgimento di una visita tecnica approfondita - VTA	<ul style="list-style-type: none">• Almeno una volta nell'intervallo tra 2 rapporti di sorveglianza• Al termine di ogni evento o modifica dichiarata in applicazione dell'articolo R.214-125		
Rapporto di auscultazione	Una volta ogni 2 anni	Una volta ogni 5 anni	Una volta ogni 5 anni

Guide metodologiche relative alla sicurezza delle dighe e alle norme di protezione

Il DGPR ha pubblicato due guide metodologiche che presentano le norme di sicurezza e protezione per le dighe, una relativa alle dighe coperte dalla legge sulle acque, l'altra alle dighe autorizzate. Una circolare del 16 agosto 2016, indirizzata ai prefetti, mira a garantire un'ampia diffusione di tali documenti ai fini del controllo da parte dello Stato di tali obblighi normativi.

-
- Ordinanza del 12 giugno 2008 modificata che definisce il piano per lo studio della pericolosità delle dighe

- Ordinanza del 7 aprile 2017 che specifica il piano per lo studio della pericolosità degli argini organizzati in sistemi di contenimento e altre strutture progettate o allestite al fine di prevenire allagamenti e sommersioni
- Nota del 16 agosto 2016 relativa alle recenti modifiche alla normativa in materia di sicurezza e protezione delle dighe (PDF - 172.54 KB)
- guida metodologica relativa alla sicurezza e protezione delle dighe coperte dalla legge sulle acque (PDF - 382,75 KB)
edizione del 16 agosto 2016 oggetto della nota circolare (NOR DEVP1617443N) relativa alle recenti modifiche della normativa in materia di sicurezza e protezione delle dighe.
- guida metodologica relativa alla sicurezza e protezione delle dighe autorizzate (PDF - 357.47 KB)
edizione del 16 agosto 2016 oggetto della nota circolare (NOR DEVP1617443N) relativa alle recenti modifiche della normativa in materia di sicurezza e protezione delle dighe.

Ruolo e consigli del CTPBOH

Storia e ruolo del Comitato Tecnico Permanente Dighe e Opere Idrauliche (CTPBOH)

Dopo il disastro della diga di Malpasset che si è rotta il 2 dicembre 1959 causando oltre 400 morti a Fréjus, le analisi delle cause di questo drammatico evento hanno evidenziato la necessità di ricorrere a competenze tecniche multidisciplinari per i grandi progetti di costruzione.

Il Comitato tecnico permanente per le dighe è stato istituito con decreto del 13 giugno 1966. Successivamente è stato consultato su tutti i progetti di dighe di altezza superiore a 20 m.

La legge n° 2006-1772 del 30 dicembre 2006 sulle acque e gli ambienti acquatici ne prevedeva anche la consultazione per le dighe più importanti (classe A e B) e trasformava il comitato in Comitato tecnico permanente per le dighe e le opere idrauliche (CTPBOH).

Il CTPBOH è composto da esperti scelti in base alle loro particolari competenze tecniche nel campo delle strutture idrauliche (idrologia, idraulica, geologia, geotecnica, gestione delle strutture, rischi naturali, ecc.).

Viene consultato su tutti i grandi progetti di dighe (classe A) prima dell'inizio dei lavori di costruzione della diga. Può essere consultato anche dal Ministro dell'ambiente con il quale è posto su qualsiasi questione tecnica riguardante una diga o un argine che presenti una difficoltà significativa.

Il principio generale di esame dei progetti da parte del CTPBOH è quello solitamente mantenuto negli organismi scientifici e tecnici, cercando il consenso tra i suoi membri. Dalla pubblicazione del Decreto n. 2015-526 del 12 maggio 2015, i pareri da esso emanati sui progetti di costruzione sono stati pubblicati sul sito del Ministero dell'Ambiente.

Opinione CTPBOH

In ottemperanza al codice dell'ambiente (art. R.213-77), trovate qui la pubblicazione dei pareri emessi dal CTPBOH e riguardanti interventi su opere idrauliche:

-
- Avviso CTPBOH del 3 dicembre 2018: file di revisione speciale per la diga DARDENNES (PDF - 140.05 Ko)
 - Avviso CTPBOH del 29 marzo 2017: fascicolo di revisione speciale per la diga di SAINTE CECILE D'ANDORGE (PDF - 1.37 Mo)
 - Parere dell'11 dicembre 2015: modifiche sostanziali alla diga di LAOUZAS (PDF - 431.51 KB)
 - Avviso del 29 settembre 2015: lavori di consolidamento delle dighe JARGEAU (PDF - 528.1 KB)
 - Avviso 10 aprile 2015: modifiche sostanziali alla diga BIMONT (PDF - 759.5 KB)
 - avviso del 4 febbraio 2015: file di revisione speciale per la diga PONT DU ROI (PDF - 619.88 KB)

Controlli di sicurezza annuali su strutture idrauliche

- Controllo della sicurezza delle strutture idrauliche: rapporto di attività 2016 (PDF - 9.77 Mo)

La presente relazione ha lo scopo di rendere note le principali azioni svolte, le osservazioni fatte durante le azioni di controllo svolte nel 2016. Ministero dell'Ambiente, ed. 2018

- Controllo sicurezza opere idrauliche: rapporto attività 2015 (PDF - 7.09 Mo)

La presente relazione ha lo scopo di rendere note le principali azioni svolte, le osservazioni fatte durante le azioni di controllo svolte nel 2015. Ministero dell'Ambiente, ed. 2017

- Controllo sicurezza opere idrauliche: Rapporto attività 2014 (PDF - 3.8 Mo)

La presente relazione ha lo scopo di rendere note le principali azioni svolte, le osservazioni fatte durante le azioni di controllo svolte nel 2014. Ministero dell'Ambiente, ed. 2016

- Controllo della sicurezza delle strutture idrauliche: Rapporto di attività 2013 (PDF - 4.37 Mo)

La presente relazione ha lo scopo di rendere note le principali azioni svolte, le osservazioni fatte durante le azioni di controllo svolte nel 2013. Ministero dell'Ambiente, ed. 2015

- Controllo di sicurezza delle strutture idrauliche: Rapporto di attività 2012 (PDF - 844.68 Ko)

La presente relazione ha lo scopo di rendere note le principali azioni svolte, le osservazioni fatte durante le azioni di controllo svolte nel 2012. Ministero dell'Ambiente, ed. 2014

Approvazione delle organizzazioni coinvolte nella sicurezza delle strutture idrauliche

Le richieste di informazioni sulle approvazioni nonché le richieste di approvazione o rinnovo dell'approvazione possono essere inviate:

- per via elettronica al seguente indirizzo di posta elettronica:
agrementoh@developpement-durable.gouv.fr;
- per posta a: MTES - DGPR - PoNSOH - 92055 LA DEFENSE Cédex;
- con i 2 mezzi sopra elencati in parallelo.

Le domande di benessere o di rinnovo del benessere devono contenere gli elementi richiesti nell'ordinanza che specifica i termini del benessere (vedi sotto). Tali richieste vengono evase dalla Direzione Generale per la Prevenzione dei Rischi (DGPR) del Dipartimento al loro arrivo. Qualunque sia la decisione finale su una domanda, detta decisione è notificata al ricorrente.

Se la decisione finale è un accordo: questo accordo è formalizzato con un decreto individuale (cioè a nome del ricorrente) di approvazione, che entra in vigore a partire dalla sua pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale. Una volta pubblicato, il presente decreto viene notificato al ricorrente.

Se la decisione finale è un rigetto: quest'ultimo è notificato al ricorrente per posta.

*La durata **media** dell'esame di una domanda di autorizzazione o di rinnovo dell'autorizzazione è di 4 mesi. Ricordati di tenere conto di questo tempo per le tue richieste.*

Le richieste di approvazione o rinnovo del nulla osta sono soggette al provvedimento "silenzio dell'amministrazione uguale rigetto". Vedi sotto per ulteriori dettagli.

Contesto normativo che disciplina le approvazioni

Le omologazioni degli organismi coinvolti nella sicurezza delle opere idrauliche sono disciplinate dagli articoli L.211-3, comma IV, e da R.214-129 a R.214-132 del Codice dell'Ambiente:

Il decreto del 15 novembre 2017 specifica le categorie e i criteri per le approvazioni degli organismi che intervengono per la sicurezza delle opere idrauliche nonché l'organizzazione amministrativa del loro rilascio.

Le attività che richiedono l'approvazione per la loro attuazione riguardano le opere idrauliche, vale a dire le strutture che rientrano nell'uno o nell'altro dei seguenti 2 titoli dell'articolo R.214-1 del Codice dell'ambiente francese:

- sezione 3.2.5.0 "Diga di sostegno e strutture similari rientranti nei criteri di classificazione previsti dall'articolo R.214-112 (A)";
- sezione 3.2.6.0 "Strutture costruite o attrezzate per prevenire allagamenti e sommersioni: sistemi di contenimento ai sensi dell'articolo R.562-13 (A); sviluppo idraulico ai sensi dell'articolo R.562-18 (A)".

Queste attività dovrebbero anche far parte del seguente elenco:

- realizzazione di uno studio di pericolosità relativo ad un'opera idraulica (artt. R.214-115 e R.214-116 del codice dell'ambiente);
- progettazione di un progetto per realizzare o modificare un'opera idraulica (articolo R.214-119 del codice dell'ambiente);
- gestione completa del progetto per la costruzione o modifica di un'opera idraulica (articolo R.214-120 del codice ambientale);
- redazione di un rapporto di ispezione della diga (art. R.214-122 del codice dell'ambiente);
- effettuare la diagnosi di sicurezza di un'opera idraulica (articolo R.214-127 del codice ambientale).

Decisione implicita dell'amministrazione in merito alle approvazioni

Dal novembre 2014 le richieste di approvazione o rinnovo dell'approvazione fanno parte delle richieste soggette alla possibilità di una decisione implicita da parte dell'amministrazione. In caso di assenso, tale decisione implicita è il ***rigetto della domanda***, che interviene in caso di silenzio dell'amministrazione ***trascorso un termine di 4 mesi*** dalla ricezione della domanda (applicazione del decreto n° 2014-1273 del 30 ottobre, n. 2014).

Per ulteriori :

-
- Articolo L.211-3-IV del Codice dell'ambiente
 - Articoli da R.214-129 a R.214-132 del Codice dell'ambiente
 - Decisione implicita: decreto n° 2014-1273 del 30 ottobre 2014 (codice ambientale parte)
 - Ordinanza che specifica le categorie e le modalità di approvazione
 - Elenco delle omologazioni come intervenienti per la sicurezza OH valido il 20.08.2021 (PDF - 39.95 Ko)

Progetto di decreto relativo alla sicurezza delle opere idrauliche autorizzate, dichiarate e autorizzate e decreto che fissa le caratteristiche delle condotte forzate soggette a studio di pericolosità e ne specifica il contenuto. Il decreto n.

2015-526 del 12 maggio 2015 relativo alle norme applicabili alle opere realizzate o allestite per prevenire allagamenti e alle norme di sicurezza per le opere idrauliche ha introdotto l'obbligo di studiare i pericoli delle

condotte forzate senza definire con precisione tali oggetti, con un termine per la presentazione dei primi studi di rischio fissato alla fine del 2023.

I presenti testi, un decreto del Consiglio di Stato e il relativo decreto attuativo, mirano a chiarire quali condotte forzate sono oggetto di studi di pericolosità, a precisare meglio il contenuto di tali studi di pericolosità a seconda della posta in gioco e a riprogrammare le date di consegna per i primi studi.

In via accessoria, il decreto prevede anche vari adeguamenti e armonizzazione delle norme relative alla sicurezza delle opere idrauliche alla luce dei riscontri dell'esperienza.

Tale consultazione pubblica si svolge in applicazione dell'articolo L. 123-19-1 del Codice dell'ambiente per l'attuazione del principio di partecipazione del pubblico alle decisioni pubbliche aventi un impatto sull'ambiente previsto dall'articolo 7 della Carta dell'ambiente.

Puoi consultare queste bozze di testo e fare le tue osservazioni, tramite il link in fondo alla pagina "Invia il tuo commento", dal 12 luglio 2021 al 13 agosto 2021.

I. Classificazione delle condotte forzate e chiarimento della loro portata

L'articolo 3 del decreto integra il codice ambientale per distribuire, in un nuovo articolo R. 214-112-1, condotte forzate secondo 4 classi (A, B, C e D) in base alla loro pericolosità. La pericolosità delle saracinesche dipende in particolare dalla portata e dalla pressione nelle tubazioni ma anche da altri fattori tecnici legati alla tipologia della loro progettazione, alla presenza di ramificazioni, ecc.

Inoltre, se l'opera idraulica "condotta condotta" è costituita principalmente da una condotta idrica in pressione in forte pendenza, essa comprende anche un certo numero di apparecchiature necessarie, i cui guasti possono causare incidenti.

Dati i numerosi parametri tecnici che devono essere presi in considerazione, le caratteristiche di dettaglio di queste quattro classi di condotte forzate sono state specificate nel decreto attuativo per quanto riguarda l'incidentologia osservata nei decenni trascorsi in Francia e in Francia internazionale.

Il lavoro di classificazione così svolto consente di avere un approccio graduato allo studio dei pericoli delle condotte forzate, meglio proporzionato alla posta in gioco rappresentata da queste complesse apparecchiature industriali, di quanto fosse la norma inizialmente fissata in modo uniforme dal decreto n. ° 2015-526 di cui sopra.

II. Aggiornamento dell'articolo R214-115 del codice dell'ambiente in merito alla nuova classificazione delle condotte forzate

L'articolo R. 214-115 del Codice dell'ambiente era già l'articolo di riferimento per le opere idrauliche soggette all'obbligo di studio dei rischi.

Come accennato in precedenza, dal decreto n. 2015-526 sono state incluse le condotte forzate. L'articolo 4 del decreto rende coerente l'articolo R. 214-115 con il fatto che le condotte forzate delle classi da A a C sono sistematicamente oggetto di uno studio di rischio e introduce in questo articolo R. 214-115 la possibilità che il Prefetto possa imporre uno studio di i pericoli di un tubo forzato di classe D, normalmente meno pericoloso che se fosse di classe A, B o C ma presentando nel suo caso rischi particolari a causa del suo ambiente immediato.

Tale schema di decreto, già previsto dal II dell'attuale articolo R. 214-116 del codice dell'ambiente, specifica nell'allegato 1 il piano per lo studio della pericolosità delle condotte forzate.

III. Possibilità di uno studio di rischio semplificato per alcune condotte forzate

L'articolo 5 del decreto prevede modalità semplificate di studio dei pericoli per le condotte forzate di classe C e D a determinate condizioni, in quanto rappresentano un rischio inferiore rispetto alle tubazioni trivellate delle altre due classi.

Tuttavia, l'articolo 6 del decreto precisa che quando non sono più soddisfatte le condizioni iniziali che hanno permesso di beneficiare di uno studio di pericolosità semplificato, quest'ultimo deve essere completato come studio di pericolosità standard.

Il progetto di decreto specifica nell'allegato 2 il piano per lo studio semplificato dei pericoli.

IV. Data di presentazione dei primi studi sui pericoli della condotta forzata

L'articolo 10 del decreto costituisce una disposizione transitoria che prevede un rinvio scaglionato tra il 2025 e il 2032 per il primo studio della pericolosità delle condotte forzate dalle classi A alla C e una remissione secondo la decisione del prefetto per le condotte forzate di classe D.

V. Vari adeguamenti e armonizzazione delle norme relative alla sicurezza delle opere idrauliche

Il decreto prevede inoltre vari adeguamenti e armonizzazione della normativa vigente per garantire la sicurezza delle opere idrauliche:

- nell'articolo 2: un chiarimento sulla definizione dell'altezza di una diga;
- all'articolo 5: un adeguamento dei metodi diagnostici associati a qualsiasi studio sui pericoli della diga;
- nell'articolo 7: la correzione di un errore di riferimento nell'articolo R. 214-118 del codice dell'ambiente;
- all'articolo 8: allineamento degli obblighi documentali in materia di sicurezza per gli assetti idraulici per lo stoccaggio preventivo delle acque in entrata (in particolare dighe anti-allagamento) con gli stessi obblighi già previsti per i sistemi di contenimento (documento organizzativo, registro);
- all'articolo 9: allineamento del codice energetico al codice dell'ambiente, per quanto riguarda le condotte forzate.

Infine, gli articoli 11 e 12 del decreto costituiscono misure transitorie rispetto alla seconda e quarta disposizione sopra richiamate.

Tale decreto di applicazione del decreto costituisce anche la prima applicazione della misura "studio della pericolosità delle condotte forzate". Nei dettagli :

- L'articolo 1 specifica il perimetro delle condotte forzate secondo la loro funzione;
- L'articolo 2 specifica le caratteristiche per appartenere ad una delle quattro classi di saracinesche;
- l'articolo 3 precisa l'attuazione dell'articolo precedente precisando le modalità generali e particolari di determinazione dell'altezza e del diametro equivalente in ogni punto della saracinesca secondo varie configurazioni;
- L'articolo 4 chiarisce alcune situazioni che potrebbero indurre il Prefetto ad imporre uno studio sui pericoli per una guida forzata di classe D;
- l'articolo 5 introduce il piano per uno studio sui pericoli per la guida forzata presentato nell'allegato 1;
- L'articolo 6 stabilisce i criteri per beneficiare di uno studio semplificato dei pericoli e introduce il piano presentato nell'appendice 2;
- L'articolo 7 richiama le procedure per l'attuazione di uno studio sui pericoli (giustificazione delle fonti, proporzionalità) e introduce la possibilità di raggruppare gli studi sui pericoli in determinati casi;
- L'articolo 8 prevede che gli studi di rischio non semplificati possano sostituire i rapporti di monitoraggio e di auscultazione;
- L'articolo 9 è una misura transitoria che consente un periodo di validità più lungo degli esami esaurienti.

Scaricare :

Decreto Opere Idrauliche - versione consolidata (formato pdf - 128.6 kb - 12/07/2021)

Bozza decreto EDD condotte forzate (formato pdf - 210.7 kb - 07/12/2021)

Progetto decreto opere idrauliche (formato pdf - 144.3 kb - 07/12/2021)

riassunto delle osservazioni pubbliche decret oh arrete cf (formato pdf - 100.5 kb - 08/09/2021)

Commenti

- **Recensione VNF, di Cécile Boulogne , 13 agosto 2021 alle 15:52**

Sulla proposta di modifica del decreto:

- In considerazione della modifica del decreto, VNF auspica che venga utilizzato questo approccio e ribadisce la richiesta che le dighe di navigazione (o mobili) siano trattate in modo differenziato dalle sole dighe di ritenzione.

Come spiegato nei vari documenti precedentemente trasmessi da VNF al DGPR, le dighe di navigazione (o dighe mobili) sono utilizzate per mantenere un livello dell'acqua sufficiente a monte, in un tratto in un fiume o in un canale, per consentire la navigazione delle imbarcazioni; sono costituiti da valvole mobili, di altezza inferiore ai pilastri che sostengono gli organi di azionamento di tali valvole; l'altezza di ritenzione è la differenza tra l'altezza dell'acqua a valle ea monte, in linea con queste valvole.

La classificazione di queste strutture "diga" si basa sulla stima del rischio che si genererebbe in caso di cedimento strutturale della struttura.

Per una diga cosiddetta "serbatoio" (diga di sostegno), l'altezza delle opere di ingegneria civile è direttamente correlata al volume di acqua che potrebbe essere scaricato in caso di guasto.

Per una cosiddetta diga mobile, l'altezza della struttura del genio civile non è affatto correlata al volume d'acqua che potrebbe essere scaricato in caso di guasto; il volume d'acqua sarà legato all'altezza della valvola che esercita la funzione di ritenzione.

Inoltre, affinché la classificazione delle cosiddette dighe fluviali mobili sia coerente con il rischio reale che potrebbe generarsi in caso di cedimento della struttura, l'altezza della struttura dovrebbe essere determinata tenendo conto degli elementi aventi una funzione. , ovvero le valvole della struttura. Inoltre, un cedimento della struttura (cioè la mancata apertura delle valvole) provocherebbe piuttosto allagamenti a monte della struttura.

VNF ribadisce la sua richiesta che il calcolo dell'altezza delle dighe di navigazione (o dighe mobili) si riferisca alla parte alta delle paratoie della struttura in posizione rialzata.

- La modifica del decreto incide sulla validità della nota interpretativa del decreto 17 marzo 2017 che specifica le modalità di determinazione dell'altezza e del volume di dighe e strutture simili ai fini della classificazione di tali ?opere?

- Sulla modifica dell'art. 2 del decreto (modifica della definizione dell'altezza di una diga):

Se questa nuova formulazione chiarisce le modalità di calcolo di H, può avere un impatto sul valore finale di H rispetto alla precedente definizione:

o Passaggio del dalla classe C alla classe B per alcune dighe di navigazione (censimento in corso)

o Eventuale richiesta di classificazione di una diga serbatoio durante le operazioni di ricarica a valle della struttura

Sulla proposta di decreto che

- fissa le caratteristiche delle condotte forzate oggetto di studio di pericolosità: In prima analisi, le opere VNF non presentano i criteri necessari definiti nella bozza di testo

- **Contributo di EPTB Adour al progetto di decreto, relativo alla determinazione dell'altezza delle dighe, di Stéphane SIMON, EPTB Adour , 13 agosto 2021 alle 15:48**

Lo scopo dell'articolo 2 è chiarire il metodo di calcolo dell'altezza delle dighe che condiziona la determinazione della loro classe:

"L'articolo R. 214-112 è così modificato:

i commi quarto e quinto sono sostituiti dalle seguenti disposizioni:

"-" H", l'altezza della struttura espressa in metri e definita come il dislivello tra la sommità del colmo della struttura e l'elevazione più bassa del piede della struttura a contatto con il suolo naturale; »

Non possiamo che rammaricarci che questa formulazione non sia sufficientemente esplicita e lasci comunque spazio a varie interpretazioni su 2 concetti:

1 / "... e la quota più bassa del piede della struttura a contatto con il suolo naturale": dove va preso il "piede" della struttura: piede del pendio di monte, verticalmente sopra il colmo, piede del pendio di valle?

2 / "... la quota più bassa [...] a contatto con il terreno naturale": dove si deve prendere la quota più bassa del terreno naturale: in sommità degli argini o in fondo al letto del torrente?

Infatti, per quanto riguarda i 22 bacini di sostegno dell'acqua bassa dell'Adour Institution (come la maggior parte delle strutture di questo tipo (rinterro compattato con pendenze da 2,5 a 4/1) nel bacino dell'Adour-Garonne), questi sono stabiliti su "piccoli" corsi d'acqua la cui larghezza del letto è compresa tra 1,5 e 3 m per la più larga, e il dislivello tra la parte inferiore del letto e la parte superiore della sponda è compreso tra 1 e 1,5 m

Le dimensioni degli argini istituite su questi corsi d'acqua sono comprese tra 100 e 550 m di lunghezza e tra 8 e 28 m di altezza, altezza calcolata in relazione al terreno naturale di "sommità dell'argine" a valle

della diga durante la loro classificazione nel 2010- 2011. .

Queste diverse dimensioni mostrano che la larghezza dell'alveo è trascurabile rispetto alla lunghezza delle dighe; inoltre, si può sottolineare che il profilo del corso d'acqua ai piedi della diga a valle potrebbe essere stato modificato durante la costruzione e lo sviluppo del canale di dissipazione o restituzione per tenere conto di queste funzioni idrauliche.

Queste dimensioni trascurabili della valletta al piede a valle dell'invaso non pregiudicano, da un lato, la stabilità complessiva della struttura stabilita su tutta la larghezza della valle, nella maggior parte dei casi con chiave di ancoraggio, e dall'altro .parte molto marginalmente sulle conseguenze in termini di onda di rottura rispetto alle ipotesi assunte negli scenari di formazione delle brecce.

D'altro canto, la possibilità che si tenga conto del fondo dell'alveo per determinare l'altezza della diga può portare alla sua riclassificazione, ed in particolare per alcuni invasi classificati oggi come C e che potrebbero essere riclassificati come B.

Tale eventuale riclassificazione, ingiustificata tecnicamente (stabilità) e messa in sicurezza delle opere idrauliche (potenziali conseguenze a valle), comporterebbe eventuali interventi di adeguamento delle stesse agli standard normativi (EVC, picco di rivincita) e un aumento della frequenza di monitoraggio e auscultazione delle questi piccoli giacimenti, e quindi un sostanziale aumento del loro costo di esercizio, a parità di volume. Tuttavia, questo volume è relativamente basso e i costi operativi sono attualmente basati solo su piccole basi di utenti paganti; l'aumento dei costi di esercizio non farebbe che degradare il già molto precario equilibrio economico di questi piccoli invasi destinati a fornire un supporto multiuso a bassa portata.

Per EPTB Adour è quindi necessario specificare quale sia il punto preciso del terreno naturale da prendere in considerazione per il calcolo dell'altezza della diga, tenuto conto della relatività della larghezza del corso d'acqua rispetto alla lunghezza della diga: nel caso in cui la larghezza "I" del corso d'acqua ai piedi a valle della diga sia molto inferiore alla lunghezza "L" della diga di cresta, si chiede che l'altezza della diga sia determinata in relazione al punto preso ai piedi a valle della diga alla sommità dell'argine del torrente, oppure nel punto più basso della valle senza tener conto della profondità del fondovalle del torrente. Questa regola potrebbe valere per tutti i serbatoi con $L/L < 5\%$.

In caso di riclassificazione di alcune nostre strutture (4 potenzialmente interessate) e per garantire il mantenimento della volumetria destinata al supporto polivalente a basso flusso, sarebbe necessario beneficiare di un cofinanziamento pubblico per eventuali opere. e sviluppare il modello socio-economico per sostenere i costi di sostegno dell'acqua bassa, sulla base delle discussioni già in corso ad Adour-Garonne.

EPTB Adour specifica inoltre che, nella propria area di competenza, è a conoscenza di numerose dighe di questo tipo classificate in C, con volumi compresi tra 50 e 500.000 m3, appartenenti ad ASA (associazioni sindacali autorizzate) che oggi presentano 'hui maggiori difficoltà nel controllo tecnico, amministrativo e finanziario delle proprie opere, con particolare riguardo alle prescrizioni relative alla sicurezza delle opere. L'eventuale riclassificazione di tali strutture, se si considerasse il fondo del torrente thalweg come punto più basso, non farebbe che peggiorare tale situazione e l'abbandono di alcune strutture, pregiudizievole in termini di sicurezza pubblica e di manutenzione dei volumi attuali. del cambiamento climatico in cui la risorsa immagazzinata svolgerà un ruolo sempre più significativo.

- **Osservazione, di M. Rouy Stéphane , 13 agosto 2021 alle 15:13**

La bozza di decreto EDD condotte forzate indica che la validità degli esami esaustivi è di 36 mesi per gli studi sui pericoli delle condotte forzate. La natura degli elementi costitutivi delle condotte forzate difficilmente differisce da quella degli elementi costitutivi delle dighe oggetto di studi di pericolosità: opere di ingegneria civile, componenti metallici fissi o mobili (valvole), ecc. Lo stesso vale per la natura delle azioni a cui sono sottoposti (azione dell'acqua, effetti dell'ambiente naturale). Le cinetiche di evoluzione dello stato di questi elementi sono quindi simili. Potrebbe quindi essere opportuno fissare anche per l'EDD delle dighe un periodo di validità degli esami esaustivi di 36 mesi, modificando l'articolo 2b dell'ordinanza del 12 giugno 2008 e successive modificazioni, che ad oggi indica un periodo di 24 mesi.

- **Commento del CNR, di Olivier LELONG , 12 agosto 2021 alle 17:56**

La diagnosi esaustiva (art. L.214-116 del Codice dell'Ambiente) viene effettuata sulla base di specifici accertamenti e indagini, il cui periodo di validità è limitato a ventiquattro mesi (art. 2bis del decreto 12 giugno 2008 istituito con decreto del 03/09/2018). Tuttavia, sembra che sia materialmente impossibile effettuare tutte le verifiche e le indagini necessarie nelle normali condizioni operative dei nostri impianti idroelettrici.

L'esperienza insegna che il tempo necessario per eseguire tutte le operazioni necessarie è di trentasei mesi. Nella misura in cui un'età superiore ai ventiquattro mesi per le verifiche e gli accertamenti della diagnosi esaustiva non ne rimetta in discussione la validità, tale termine potrebbe quindi essere fissato in

trentasei mesi anche per le realizzazioni idroelettriche (e non, come risulta dalla oggi solo per Condotte Forzate).

- **Dipartimento di commento del Gers, di LIERON karine , 9 agosto 2021 a 10:04**

Il progetto di decreto all'articolo 2 prevede la modifica dell'altezza della struttura da considerare per la sua classificazione.

Questa formulazione sembra lasciare la possibilità di prendere come riferimento l'alveo minore del flusso di uscita della struttura come livello più basso.

Per le strutture in cui la larghezza del flusso di uscita rappresenta solo una piccola parte rispetto alla lunghezza della diga, ciò non ha senso tecnico, ma può facilmente influire sulla modifica della classificazione della struttura per effetto della formula quadrata.

L'impatto di questo mancato chiarimento per il nostro dipartimento, con il potenziale cambiamento di classificazione di 6 opere, è enorme dal punto di vista finanziario e non può essere sostenuto dalle comunità.

Il dipartimento del Gers è proprietario diretto di quasi 18 M m3 di stoccaggio e membro dell'istituto ADour, proprietario di stoccaggio idraulico.

Questa situazione onnipresente comporterà quindi riduzioni sostanziali del volume di stoccaggio che consentiranno di ricostituire l'ambiente naturale, di sostenere usi ritirabili ma soprattutto per usi non prelevanti come il mantenimento del flusso di obiettivi di bassa marea, e di qualità ambientale.

In un contesto di riscaldamento globale, di forte calo delle risorse, sembra invece necessario fare di tutto per evitare questi abbassamento degli stoccaggi negli invasi esistenti, a fortiori se ciò è dovuto ad una mancanza di chiarimento del testo.

Inoltre, si chiede di chiarire in questo progetto di decreto non tenendo conto dell'alveo minore, ma del terreno naturale del terreno che sostiene la diga, se la sua larghezza di sbocco è minima rispetto alla lunghezza della diga (da definire chiaramente)

- **Decreto Sicurezza Sicurezza delle opere idrauliche, di POINCHEVAL , 2 agosto 2021 alle 9:13**

Buongiorno,

L'articolo 2 del progetto di decreto prevede la modifica dell'altezza della struttura da considerare per la sua classificazione. Per il dipartimento del Gers, questo cambiamento cambierebbe la classificazione di dieci libri da C a B.

La frequente non conformità delle strutture (Pubblica Sicurezza e LEMA), la situazione finanziaria dei firmatari, nonché il gran numero di strutture interessate per le limitate risorse umane dei servizi dello Stato non possono consentire che tali strutture siano rapidamente messe a norma. . Di conseguenza, si potrebbe proporre di:

- mantenere il precedente metodo di determinazione dell'altezza per strutture su corsi d'acqua con alveo minore molto piccolo rispetto alla larghezza della diga;
- prevedere un termine di conformità per il cambio di classe dei lavori;
- erogare finanziamenti per l'adeguamento delle opere al cambio di classe.

Rimanendo disponibile

- **Osservazioni CNR, di Robin NAULET , 28 luglio 2021 alle 10:36**

Per coerenza con l'articolo 3 del decreto 17 marzo 2017 e la relativa nota interpretativa del 09/10/2020, in relazione all'articolo 2 dello schema di decreto, si suggerisce di modificare la seguente dicitura " - "H", l'altezza di la struttura espressa in metri e definita come il dislivello tra la sommità del colmo della struttura e l'altezza più bassa del piede della struttura **all'altezza** del terreno naturale; "

Perché in Italia il Ministro Cingolani del MITE è contro i pompaggi?

Cingolani e Romani per legge,dovrebbero rispondere ad un progettista che darebbe 36.000 miliardi di PIL additivo in 60 anni in Italia ,invece di importare gas.Dato che non rispondono ho preso l'intervista tedesca di Roland Berger a Voith che realizza i migliori pompaggi nel mondo e fa capire come deve muoversi in digitale l'energia del futuro.

Negli ultimi decenni, la sostenibilità ha guadagnato un posto in cima all'agenda delle organizzazioni di tutto il mondo. Le aziende oggi hanno bisogno di migliorare il loro impatto sull'ambiente e sulla società e devono perseguire approcci di sostenibilità olistici. Per supportare le aziende nei loro sforzi per dare forma a un futuro sostenibile, abbiamo delineato quattro scenari di come potrebbe essere il mondo nel 2050 nel nostro [Think:Act Booklet Sustainarama](#) . Sulla base di questi quattro scenari, abbiamo parlato con Markus Schönberger, Head of Corporate Sustainability & Ecological Business Management di Voith. In questa

intervista, ci ha raccontato come Voith ha creato un dipartimento di sostenibilità aziendale che è supportato anche dal consiglio di amministrazione e ha condiviso la sua visione su come Voith vuole diventare un leader di sostenibilità in ciascuna delle loro aree di business.



Voith applica un approccio di gestione olistico per identificare potenziali miglioramenti ecologici ed economici. Se continuiamo lungo il nostro percorso attuale, come sarà secondo te il mondo nel 2050? Markus Schönberger: La prevista crescita della popolazione fino al 2050 presenta grandi sfide per lo sviluppo sostenibile ed esercita una pressione su risorse già tese. L'uso intensivo delle risorse naturali e il continuo deterioramento dell'ambiente potrebbero intaccare il delicato equilibrio dei sistemi sociali ed ecologici. Fino a poco tempo, avrei pensato che se non fosse stata intrapresa alcuna azione entro il 2050, questa dinamica si sarebbe ulteriormente intensificata. Tuttavia, gli attuali sviluppi nella sostenibilità e nella politica aziendale suggeriscono che è avvenuto un cambiamento nel modo di pensare. Pertanto, le aziende di vari settori, tra cui Voith, percepiscono la situazione attuale e la prospettiva del prossimo futuro come un'opportunità per sviluppare prodotti e servizi intrinsecamente più sostenibili. Voith si impegna a creare tecnologie sostenibili per le generazioni future. Raggiungeremo questo obiettivo generando una crescita redditizia per garantire la stabilità e l'indipendenza finanziaria della nostra azienda, bilanciando al contempo il nostro successo aziendale con la nostra responsabilità nei confronti della società e dell'ambiente. Di conseguenza, mi aspetto che possiamo sfruttare i potenziali identificati e avere un impatto positivo se seguiamo il nostro percorso attuale.

"Risparmiare risorse invece di sprecarle ha senso dal punto di vista ecologico ed economico. Ecco perché la sostenibilità aziendale è un business case fattibile per le aziende". RESPONSABILE DELLA SOSTENIBILITÀ AZIENDALE E DELLA GESTIONE AZIENDALE ECOLOGICA

Voith. Quale scenario vorresti (cioè un nuovo mondo pianificato, una corsa per la sostenibilità, un piano generale minimo praticabile o ognuno per se stesso)?

Markus Schönberger: Sostengo la "Race for sustainability", poiché questo scenario ritrae una forza trainante equilibrata proveniente dalla società, dalle imprese e dai governi che consente un approccio più olistico allo sviluppo sostenibile.

Risparmiare risorse invece di sprecarle ha senso dal punto di vista ecologico ed economico. Ecco perché la sostenibilità aziendale è un business case praticabile per le aziende. Anche oggi la società, le compagnie assicurative e il mercato dei capitali chiedono sempre più trasparenza alle imprese per quanto riguarda le proprie performance di sostenibilità, motivo per cui le aziende guidano attivamente il miglioramento del loro [impatto sociale e ambientale](#). La crescente pressione, a sua volta, favorisce la concorrenza tra le imprese e genera mercati completamente nuovi per prodotti e servizi che sono intrinsecamente più sostenibili offrendo soluzioni a pressanti problemi socio-ecologici: questo è ciò che riguarda la sostenibilità aziendale. Quali azioni sta già intraprendendo Voith e/o progettando di intraprendere per condurci verso quello scenario?

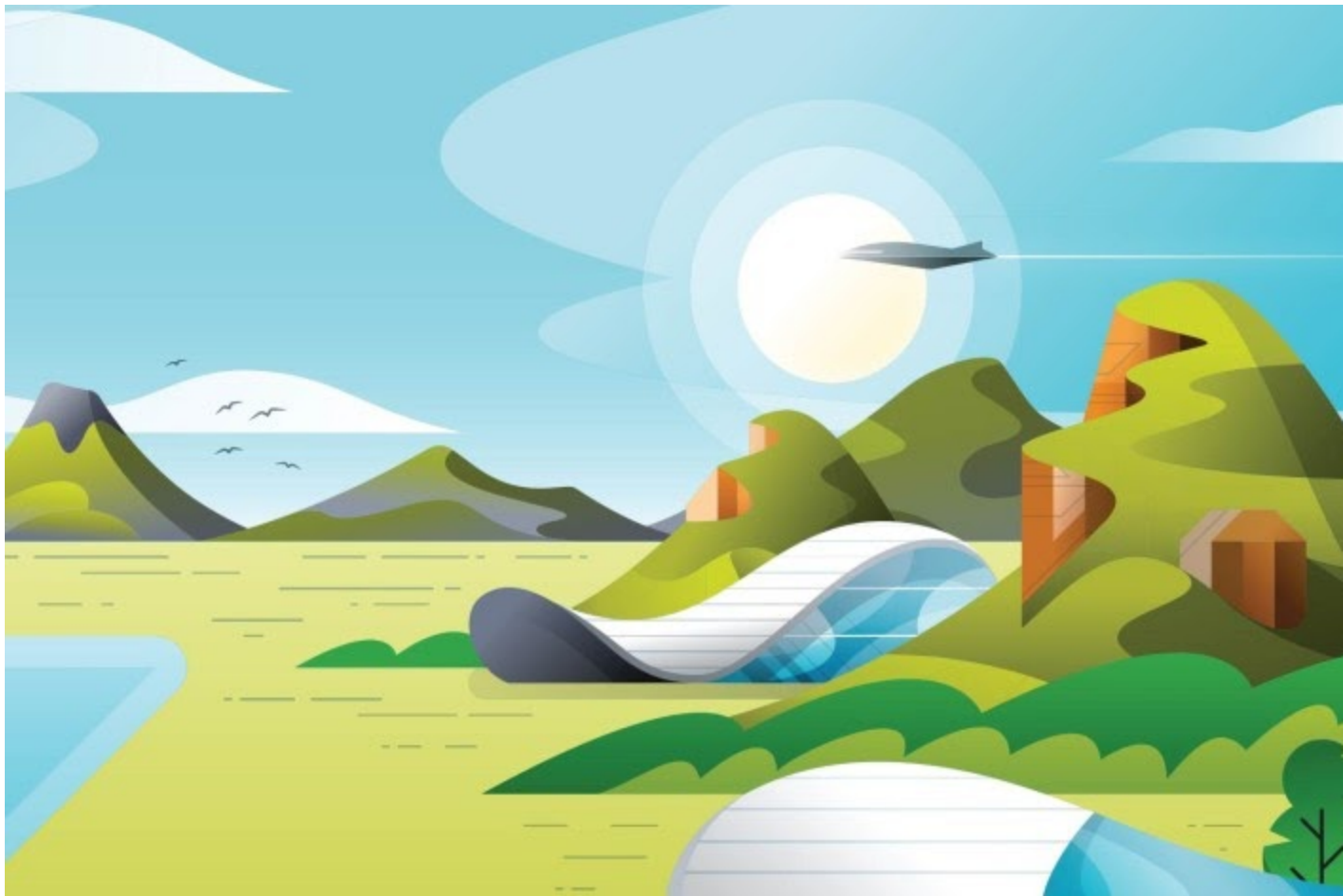
Markus Schönberger: Lo scenario "Corsa per la sostenibilità" è caratterizzato da un impatto significativo del triplice concetto di Environmental Social Governance (ESG) che definisce il comportamento aziendale e favorisce la concorrenza tra le imprese. Poiché i prodotti sostenibili contribuiscono alla risoluzione di pressanti problemi di sostenibilità, sono percepiti come un [vantaggio competitivo](#) per le imprese e una caratteristica di differenziazione. In quanto tali, le imprese promuovono miglioramenti ambientali e sociali che generano benefici economici tangibili.

Attraverso i nostri prodotti e il nostro know-how, vogliamo diventare una forza trainante e co-fondatore di un'industria decarbonizzata. Abbiamo tratto una chiara aspirazione strategica da questa visione: in ciascuna delle nostre aree di attività, vogliamo essere visti come pionieri e leader delle prestazioni nella sostenibilità. Pertanto, le nostre prestazioni di sostenibilità vengono costantemente esaminate attraverso rating esterni, tra cui ISS ESG, e comunichiamo i nostri obiettivi e i nostri progressi per consentire la massima trasparenza possibile nei confronti della società, delle autorità di regolamentazione e dei clienti.

Nel nostro core business, stiamo già affrontando i megatrend globali della decarbonizzazione, della digitalizzazione e dell'economia circolare, guidando l'energia idroelettrica rigenerativa, consentendo la produzione di carta da materie prime naturalmente rinnovabili e sviluppando tecnologie di trasmissione per una mobilità efficiente ed ecologica.

Vediamo in particolare opportunità nella decarbonizzazione e affrontiamo la riduzione delle emissioni di CO₂ in quattro aree distinte: -Miglioramenti dei processi e tecnologie per ottenere la massima efficienza e ridurre il consumo di energia-Soluzioni digitali per realizzare una riduzione basata sui dati dell'utilizzo di energia e risorse-Utilizzo di energie rinnovabili e accumulo di energia per ottimizzare i profili energetici e favorire l'elettrificazione

-Tecnologia rivoluzionaria che consente a concetti dirompenti di sostituire prodotti e servizi esistenti stabilendo mercati completamente nuovi



Sustainarama – Come la sostenibilità cambierà il mondo nel 2050
La sostenibilità sta cambiando il mondo come lo conosciamo. Come saranno le nostre vite nel 2050 e...

La sostenibilità è stata una priorità chiave per Voith negli ultimi anni: cosa ha motivato Voith a perseguire questa strada?

Markus Schönberger: Voith unisce la tradizione di un'azienda a conduzione familiare con le esigenze e la cultura di un'azienda globale. Valori chiaramente definiti fungono da bussola e la [sostenibilità](#) è uno di questi. Quindi siamo consapevoli della nostra responsabilità nei confronti della società e dell'ambiente in tutto ciò che facciamo. Le nostre innovazioni tecniche mirano a contribuire alla crescita e alla ricchezza globali e miriamo a un'indipendenza finanziaria duratura. I nostri valori e le linee guida che ne derivano assicurano che Voith agisca secondo un insieme unificato di principi aziendali e una filosofia coerente in tutto il mondo.

Voith è impegnata in un approccio di gestione a lungo termine ecologico, equo e di successo. Vogliamo dare un contributo misurabile allo sviluppo sostenibile della nostra azienda, della società e dell'ambiente. Per questo miriamo a ridurre al minimo l'impatto ambientale delle nostre attività aziendali migliorando costantemente la nostra efficienza energetica. I nostri obiettivi ambientali di nuova formulazione, la nostra determinazione a raggiungere il nostro

obiettivo di riduzione di CO2 e, soprattutto, la nostra aspirazione a raggiungere la neutralità climatica netta, riflettono tutti la nostra intenzione. Oltre a ciò, Voith è sinonimo di sicurezza, qualità e affidabilità in tutto il mondo. La durabilità è quindi una delle caratteristiche di qualità chiave dei prodotti Voith, che contribuisce a ridurre il consumo di risorse e a creare un vantaggio competitivo.

In che modo Voith ha integrato la sostenibilità nella configurazione organizzativa?

Markus Schönberger: In Voith la sostenibilità è intesa come un compito trasversale supportato dal Consiglio di amministrazione aziendale, dalle Funzioni aziendali e dalle Divisioni del gruppo. La Direzione Corporate Sustainability definisce il quadro per l'orientamento strategico e l'organizzazione della sostenibilità in Voith ed è affidata direttamente al Presidente del Corporate Board of Management.

Il Corporate Sustainability Department è il punto di contatto centrale per le richieste dei clienti e le valutazioni relative alla sostenibilità. Insieme ai vari dipartimenti Voith, sviluppa strategie e misure per migliorare le prestazioni di sostenibilità e ne monitora l'attuazione. Il nostro approccio sistematico all'attuazione della strategia di sostenibilità di Voith si basa su cinque campi d'azione. La pratica di una governance aziendale sostenibile e la nostra ricerca di una crescita redditizia fanno parte di questi cinque campi tanto quanto la nostra responsabilità nei confronti dei nostri prodotti, della nostra catena di fornitura, dell'ambiente e dei nostri dipendenti. La nozione di sostenibilità permea quindi l'intera azienda per garantire la conformità, l'efficienza e la responsabilità delle operazioni globali di Voith. Nell'anno fiscale 2019/20, la Direzione Sostenibilità Aziendale ha affinato la strategia di sostenibilità e concordato i relativi obiettivi con il management del Gruppo. Per rendere misurabile questo obiettivo, il dipartimento valuta i risultati del dialogo con gli stakeholder ed effettua una determinazione dettagliata della posizione di Voith nell'area della sostenibilità. Nei workshop con i dipartimenti è stato individuato il corrispondente potenziale di ottimizzazione all'interno dei campi d'azione strategici.

Quali sono alcune delle sfide tipiche che hai incontrato durante il viaggio verso la sostenibilità di Voith e come hai superato queste sfide?

Markus Schönberger: Risparmiare risorse è un business case. Tuttavia, è necessario un approccio di gestione olistico per identificare potenziali miglioramenti ecologici ed economici nella produzione e nei processi e tecnologie associati e per avviare le rispettive misure. Per vincere questa sfida, Voith ha sviluppato e implementato il suo Ecological Business Management (EBM) in oltre 90 strutture in tutto il mondo. Questo programma mira ad aggiungere valore economico considerando gli aspetti ecologici nelle aree dell'energia e delle risorse per fondere economia ed ecologia in un'unica unità. Lo strumento chiave è l'analisi dei flussi energetici, materiali e idrici negli impianti. Applichiamo la metodologia EBM principalmente alla nostra produzione, ma la offriamo anche come servizio ai nostri clienti per sfruttare il potenziale di miglioramento.

Di conseguenza, siamo riusciti ad aumentare la nostra efficienza energetica del 22% rispetto all'anno fiscale 2011/12, risparmiando fino ad oggi oltre 58.000 tonnellate di CO2 in tutto il mondo. In totale risparmiamo circa 18 milioni di euro all'anno attraverso la nostra gestione delle risorse. Quale sarebbe il tuo consiglio per le altre aziende che intraprendono il proprio viaggio verso la sostenibilità?

Markus Schönberger: Il mondo sta cambiando rapidamente, quindi fare affari in modo sostenibile significa tenere ben presenti i rischi e allo stesso tempo identificare e sfruttare le numerose e variegate opportunità che offre il futuro. Sul piano strategico agiamo con coerenza in questo senso da molti anni. Ciò include l'analisi e la comunicazione interna dei potenziali rischi ambientali, nonché dei rischi per la salute e la sicurezza nei nostri impianti di produzione e la violazione dei diritti umani nella catena di fornitura.

Un altro importante fattore di successo è la collaborazione. La sostenibilità aziendale è un concetto complesso e interdisciplinare che richiede sforzi congiunti da più dipartimenti per affrontare i suddetti rischi e attuare le rispettive misure per affrontare queste sfide multidimensionali. Pertanto, la collaborazione tra team interdivisionali è essenziale e non deve essere sottovalutata.

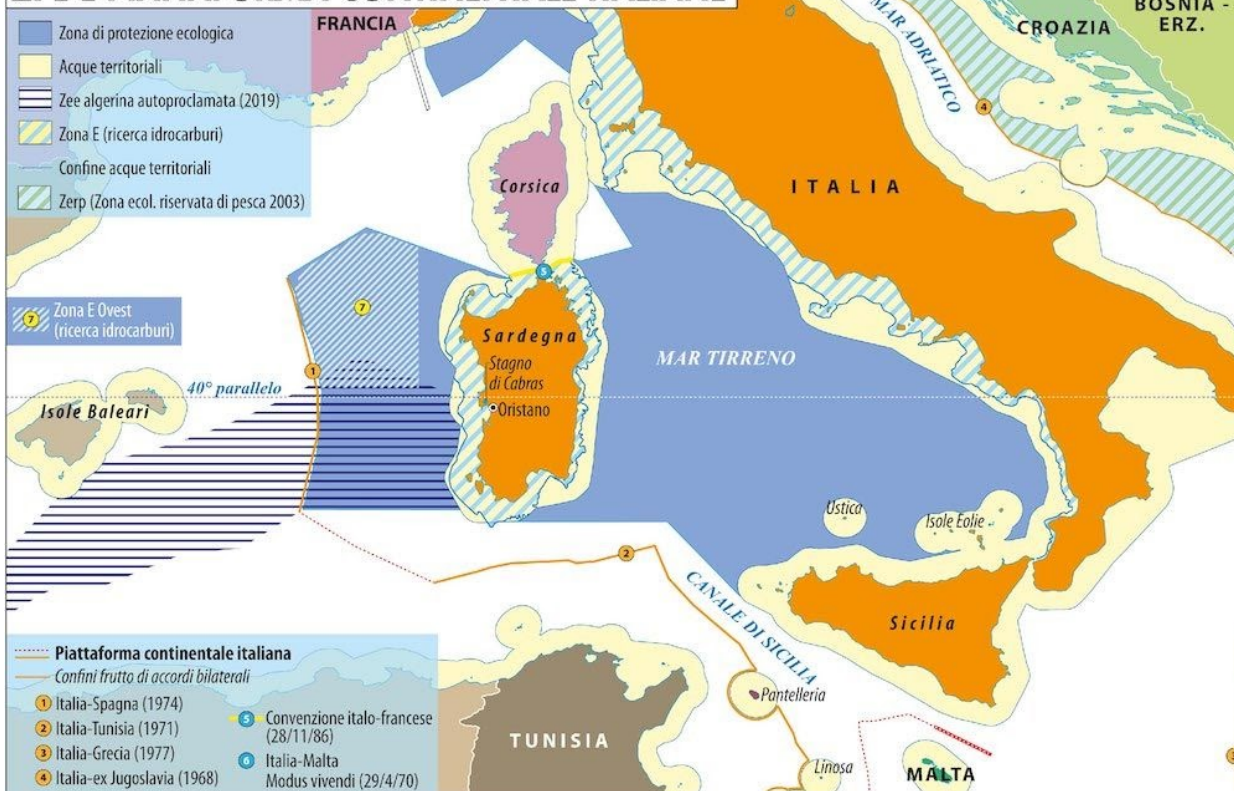
Audizione alla Camera dell'Osservatorio sulla transizione ecologica in merito ai contenuti del PNRR: lunedì 21 giugno, si è tenuta l'audizione in videoconferenza, presso le Commissioni riunite Affari costituzionali e Ambiente della Camera, dell'Osservatorio sulla transizione ecologica, promosso dal Coordinamento per la Democrazia Costituzionale e dalle associazioni Laudato Si' e NOstra!, sulla governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR). I rappresentanti dell'Osservatorio (Alfiero Grandi, Massimo Villone, Mario Agostinelli, Jacopo Ricci) hanno rilevato contraddizioni e ambiguità contenute nel Pnrr, che potrebbero vanificarne l'efficacia, e il permanere di resistenze conservatrici dei maggiori gruppi del settore energetico agli obiettivi che la stessa Commissione europea ha chiesto di attuare per la riduzione dell'emissione di CO2 nei tempi previsti.

E' invece necessario dare da subito impulso alla produzione di energia tramite pompaggi sia in termini di produzione che bilanciamento rete e altri fonti rinnovabili, quali l'energia del mare, gli stessi pompaggi con acqua di mare desalinizzata o meno, fotovoltaico e l'eolico offshore. Quindi gli esponenti dell'Osservatorio hanno chiesto che il Pnrr finalizzi i bandi in un'ottica di programmazione, usando le partecipazioni pubbliche nelle aziende interessate per garantire una transizione energetica fondata sull'uso delle fonti rinnovabili. Il contrario di quanto si sta facendo a Civitavecchia ove l'Enel insiste per una centrale a turbo gas, incontrando l'opposizione della popolazione e delle forze sociali. La cabina di regia dovrebbe comprendere figure ministeriali, attualmente non previste, indispensabili per l'attuazione del Piano quali la Ministra per il Mezzogiorno, le Ministre per i giovani e la parità di genere, il Ministro per il lavoro. Una prioritaria e particolare attenzione andrà rivolta verso il Sud. L'attuazione del Piano deve diventare un'occasione storica da non perdere per ridurre sensibilmente, se non colmare, le diseguaglianze in termini economici e sociali fra Nord e Sud del paese. La riduzione delle diseguaglianze è un grande tema internazionale ed europeo. Decisivo è quindi che la governance non venga confinata in una dimensione puramente interministeriale e che venga invece sollecitata la partecipazione delle istituzioni locali, dei sindacati, delle associazioni di cittadini e di studiosi, in un quadro di trasparenza. Come fondamentale sarà il monitoraggio sull'attuazione dei progetti. L'Osservatorio sulla transizione ecologica si è quindi impegnato a inviare ai membri delle Commissioni parlamentari ulteriori e dettagliati contributi.



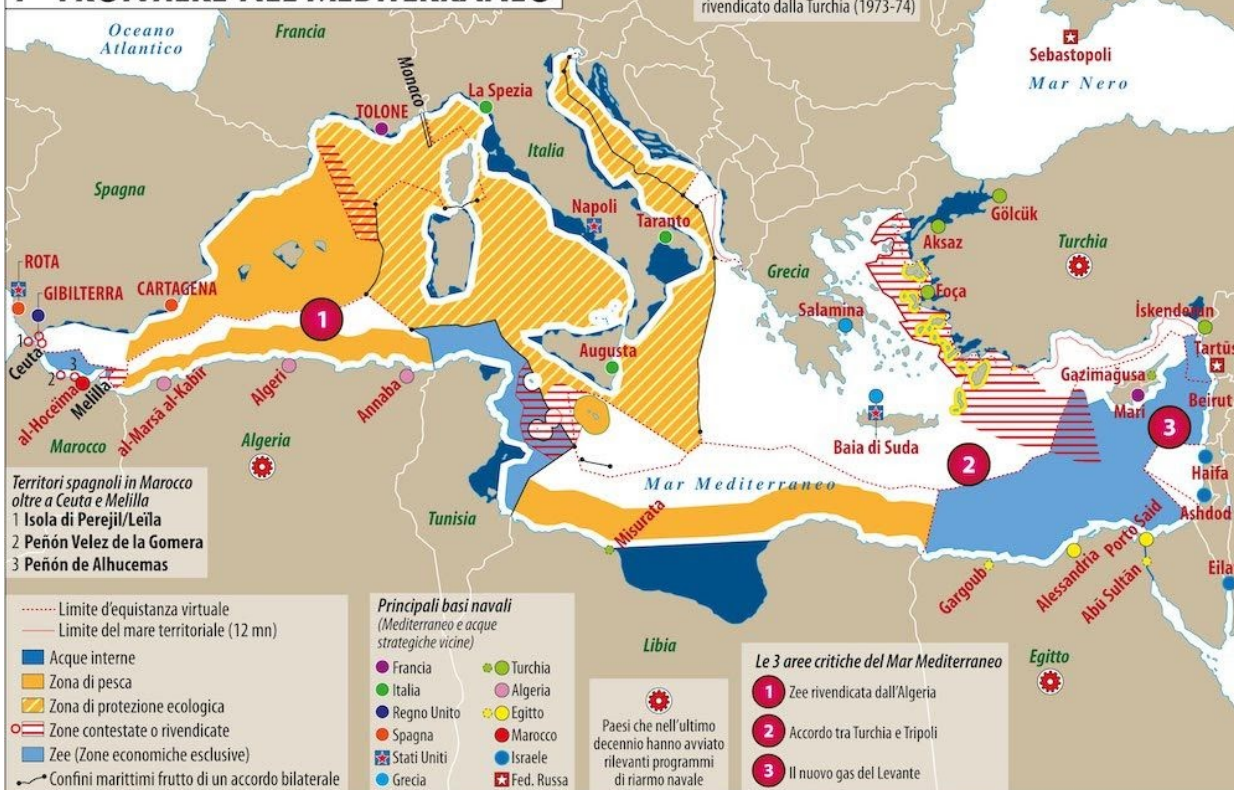
La Strategia dei pompaggi di Caffese è collegare con i pompaggi 3 grandi fiumi come Po-Arno e Tevere ,piu' i 4 fiumi Veneti.Per il Sud si possono collegare i vari fiumi ed invasi.Per i pompaggi di mare,la possibilita' di desalinizzare acqua di mare,per i pompaggi marini,l'idrogeno dal mare,gli allevamenti marini,si vedano queste mappe che sono il vero tesoro italiano di mare poco utilizzato,se non per la pesca o le trivellazioni da bandire.

ZPE E PIATTAFORMA CONTINENTALE ITALIANE



Fonte: MISE-Unmig - Corte internazionale di giustizia

1 - FRONTIERE NEL MEDITERRANEO



Fonte: Atlas Géopolitiques des espaces maritimes e autori di Limes

ZEE RIVENDICATE

Zee = Zona economica esclusiva
Zpe = Zona di protezione ecologica

SPAGNA

Limite esterno delle acque territoriali (12 mn)
Escluse le enclave marocchine

Zee rivendicata

ITALIA

Limite della piattaforma continentale

Zpe italiana

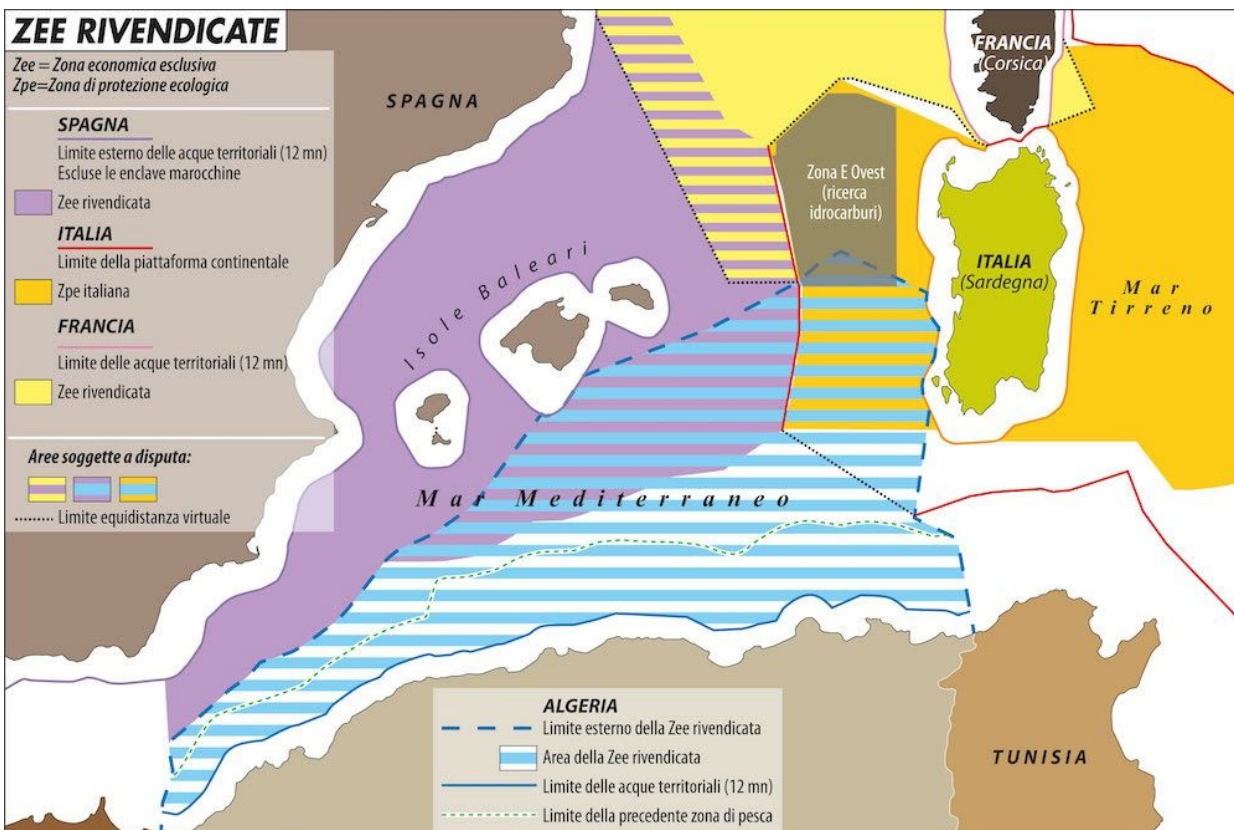
FRANCIA

Limite delle acque territoriali (12 mn)

Zee rivendicata

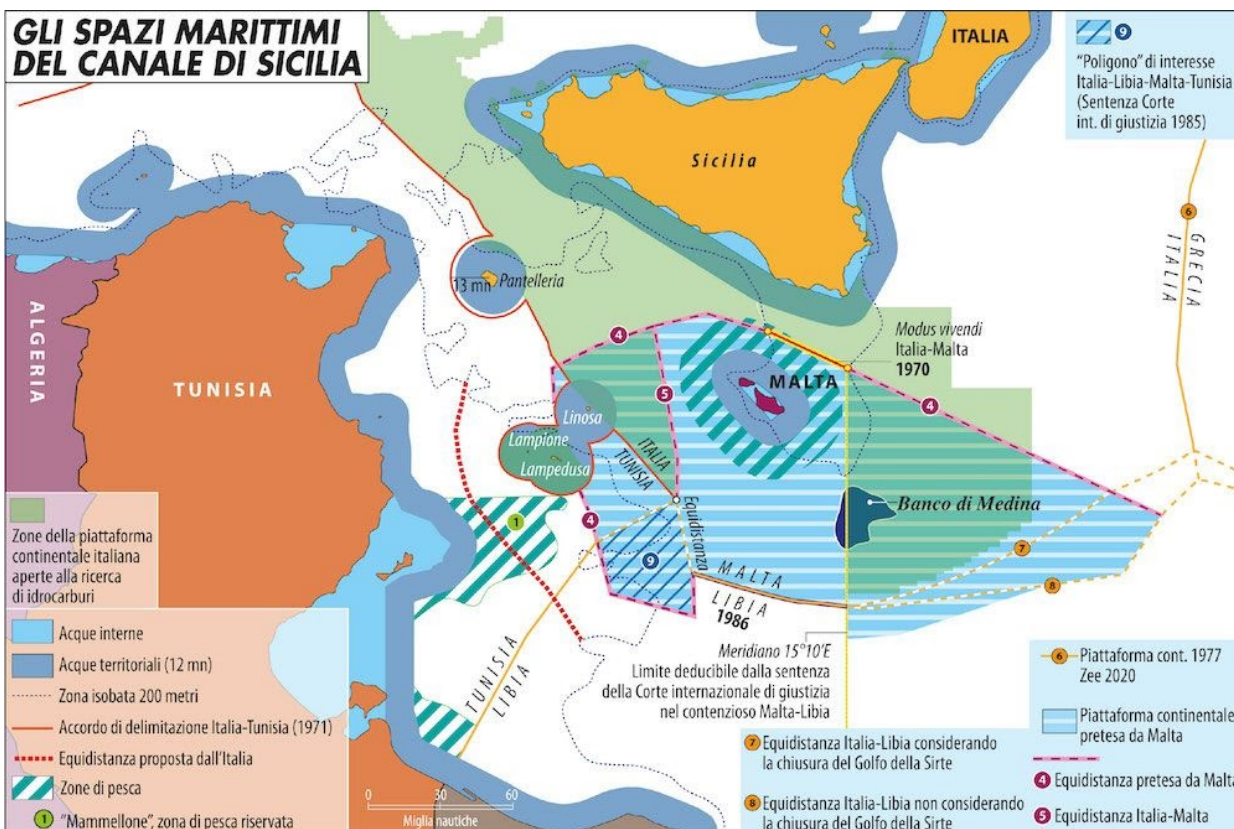
Aree soggette a disputa:

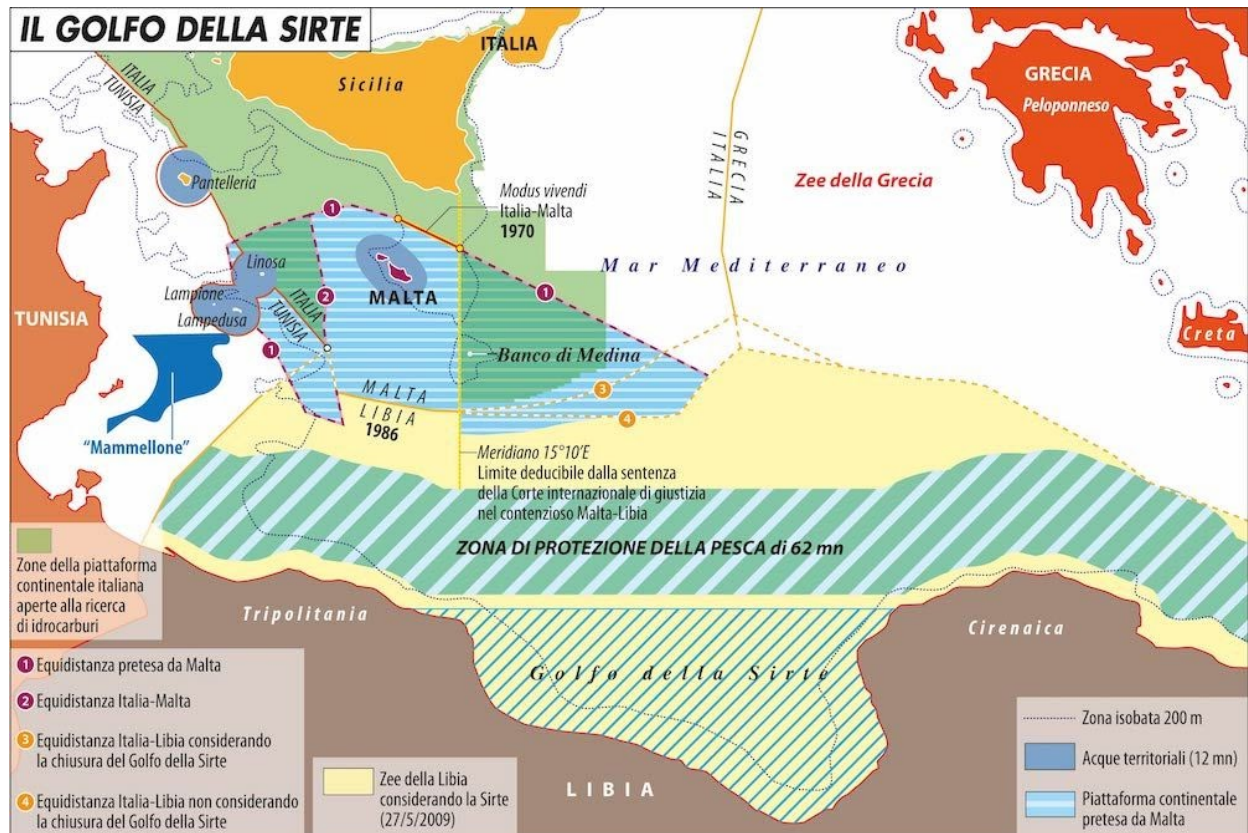
..... Limite equidistanza virtuale



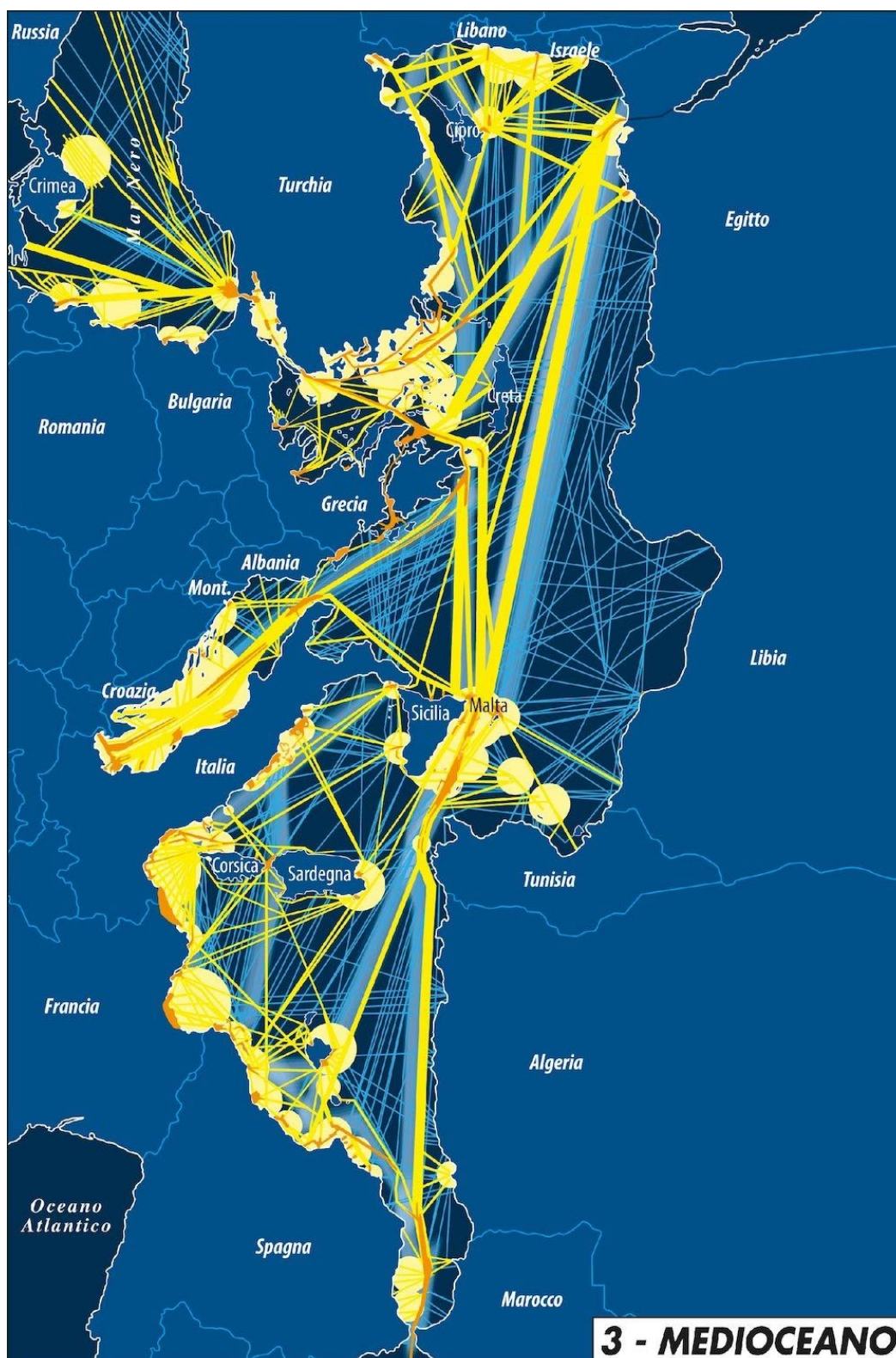
Fonte: Misse-Unmig - Corte int. di giustizia - Shom - Journal Officiel de la République algérienne démocratique et populaire

GLI SPAZI MARITTIMI DEL CANALE DI SICILIA





Fonte: Misse-Ummig - Corte internazionale di giustizia



Fonte: www.marinevesseltraffic.com

Sembra impossibile eppure abbiamo dovuto prendere il righello e la squadra per disegnare il mare e, per rendere nitide queste geometrie marine, sono serviti tanti colori. Il risultato è che il mare non sembra più mare ma altra terra o forse uno schema di terra ancora da conquistare e regolamentare. Le contese marittime sono oggi di grande rilevanza soprattutto perchè la ricerca degli idrocarburi e di altre risorse preziose si può realizzare a

profondità maggiori rispetto al passato. L'Italia deve riconquistare parte dello spazio perduto nel Mediterraneo per essere competitiva con gli altri paesi rivieraschi.

Perchè vogliamo i pompaggi in Italia e non far la fine della SICCITÀ IN BRASILE CON PRODUZIONE ELETTRICA A RISCHIO



Il Brasile sta attualmente attraversando un periodo di siccità eccezionale. Man mano che le risorse idriche diminuiscono, l'impatto sulla produzione di elettricità è molto sentito. Se il rischio di mancanza di energia elettrica è per il momento escluso, il governo deve comunque adottare misure di emergenza per garantire un minimo di produzione idroelettrica. Il momento è tanto più critico in quanto potrebbe risentirne la popolazione e la ripresa dell'attività industriale.

Siccità storica in Brasile. È la

peggiore siccità che il Brasile abbia vissuto in vent'anni. Dallo scorso anno, il Brasile ha registrato precipitazioni particolarmente scarse. Tra novembre e marzo, la stagione delle piogge, non è caduta acqua a sufficienza per garantire le risorse del Paese. Tanto che quest'anno la situazione idraulica è critica, con fiumi a livelli storicamente bassi. Il 10 maggio, il presidente

brasiliano Jair Bolsonaro l'ha persino considerata la peggiore crisi idrica nella storia del Brasile. Se la mancanza di acqua è già un grave problema per l'uomo e le colture, ha anche un forte impatto sulla produzione di elettricità del Brasile. Il paese ricava una quota sostanziale della sua elettricità dalle sue numerose centrali idroelettriche. In Brasile, la produzione di elettricità dipende

dall'acqua. Il Brasile è il terzo paese a produrre l'elettricità più verde al mondo. E per una buona ragione: il Paese ha sfruttato le sue ingenti risorse idrauliche per sviluppare il settore idroelettrico. Nel 2019, il mix elettrico brasiliano si è basato sull'82,2% di elettricità da energie rinnovabili, di cui il [63,5% da energia idroelettrica](#). Se questo contributo cruciale dell'energia idroelettrica consente un mix elettrico a basse emissioni di carbonio, purtroppo dipende dai rischi climatici.

Quest'anno il Brasile si trova in una situazione preoccupante. Le 217 centrali idroelettriche sono ben lungi dal funzionare a pieno regime. Le riserve idriche sono solo al 32% della loro capacità. Questo calo sta rallentando la produzione di elettricità e il paese sta ora lottando per soddisfare il proprio fabbisogno di elettricità.

Misure eccezionali per far fronte alla crisi elettrica

Il Brasile corre il rischio di mancanza di energia? Per ora le autorità rassicurano. L'operatore nazionale del sistema elettrico brasiliano esclude qualsiasi rischio di carenza di energia elettrica. Il rallentamento dell'attività industriale, legato al covid, permette di ritardare sul fabbisogno elettrico

nazionale. Ma finché non riprenderà la produzione idroelettrica, l'industria brasiliana non potrà ripartire.

Per affrontare il problema, il Paese ha già adottato diverse misure. Il Paese, che è già il terzo importatore mondiale di elettricità, ha deciso di aumentare le importazioni di elettricità dall'Uruguay e dall'Argentina. Ad inizio maggio l'Organismo di Vigilanza per l'Energia Elettrica ha inoltre convalidato l'incremento della produzione di energia elettrica da fonte termica. Tuttavia, anche a pieno regime, le centrali elettriche a combustibili fossili del Brasile non saranno in grado di compensare il calo della produzione idroelettrica.

A sostegno di queste decisioni, [l'Agenzia nazionale per l'acqua brasiliana ha](#) dichiarato, il 1° giugno, la situazione critica di “carezza di risorse idriche”.

Concretamente, questa dichiarazione consente di modificare temporaneamente le regole di raccolta dell'acqua per l'esercizio degli impianti idroelettrici. Nel peggiore dei casi, se queste misure non fossero sufficienti, l'ANA potrebbe mettere in atto restrizioni idriche che influenzerebbero i consumi attuali e l'irrigazione delle colture. Questo per garantire un flusso d'acqua minimo per la produzione di energia elettrica.

Quali lezioni per la produzione di energia elettrica in Brasile?

L'impatto della siccità sulla produzione di elettricità non è un problema nuovo in Brasile. Il Paese ha già attraversato crisi negli ultimi anni. Nel 2001, ha dovuto mettere in atto restrizioni idriche per conservare la sua produzione idroelettrica. Un provvedimento che non è bastato per evitare un gigantesco blackout sulla rete elettrica. Tra il 2015 e il 2018 il Brasile ha ancora attraversato [periodi di siccità](#) e la sua produzione di energia elettrica ha subito un drastico calo. Il paese ha poi dovuto aumentare le sue

importazioni di elettricità a 1.131 GWh. Un livello storicamente alto. Al di là degli episodi di siccità, l'energia idroelettrica sta trovando sempre più difficoltà a garantire la sicurezza elettrica del Brasile. Nell'arco di dieci anni è addirittura diminuito drasticamente. Se nel 2019 il settore idroelettrico ha fornito il 63,5% dell'energia elettrica del Paese, [nel 2009 ha fornito l'83,9%](#). I capricci del tempo rendono questa risorsa elettrica difficile da gestire per il Brasile, il cui potenziale idroelettrico rappresenta tuttavia una risorsa energetica cruciale. E anche se tutto il [potenziale idroelettrico](#) del Brasile non è ancora sfruttato, sembra che questa risorsa non sia in definitiva la migliore scommessa per il futuro.

CINA. Nel 2019 il nucleare ha rappresentato solo il 4,8% della produzione elettrica cinese con 349 TWh su un totale di 7.329 TWh. Allo stesso modo nel 2020, con 366 TWh su un totale di 7.624 TWh. La produzione idroelettrica con pompaggi è molto più elevata: 17,8% e 1.355 TWh nel 2020. L'eolico ha superato nel 2012 il nucleare con 103 TWh contro 98 TWh. Nel 2020 l'eolico supera nettamente il nucleare, con 466 TWh contro 366 TWh. Il solare, che sta crescendo molto rapidamente, ha già raggiunto i 261 TWh nel 2020.

[Il Progetto di Caffese in Italia è Collegare il sistema energetico dei pompaggi e rinnovabili con la produzione chimica verde e questo collegamento Eni-Snam-Enel o non lo conoscono o non lo vogliono fare per importare sempre più gas ma questa strategia monopolistica provoca un danno enorme agli italiani e garantisce solo un profitto monopolistico all'import di gas fossile da paesi insicuri e spesso in mano a dittatori.](#) L'accumulo di energia è il modo in cui l'elettricità viene catturata quando viene prodotta in modo che possa essere utilizzata in seguito. Può anche essere immagazzinato prima della generazione di elettricità, ad esempio, utilizzando un sistema di pompaggio idroelettrico o un serbatoio idrico. Con l'accumulo di energia, possiamo catturare l'elettricità durante i periodi di bassa domanda e restituirla alla rete nei periodi di maggiore bisogno. L'accumulo di energia conveniente ed economico può:

- Aumenta la flessibilità della rete
- Semplificare l'integrazione della generazione distribuita e dei veicoli elettrici
- Migliora la qualità dell'energia
- Limitare i periodi di sovraccarico delle risorse
- Tieni le luci accese quando la corrente si spegne

Metodi di stoccaggio dell'energia

Ci sono molti modi per immagazzinare energia. Ad esempio, il vasto sistema di serbatoi idroelettrici del Canada utilizza il paesaggio naturale per immagazzinare acqua fino a quando non è necessaria per la produzione di elettricità. I siti idroelettrici con pompaggio ottengono gli stessi vantaggi in termini di disponibilità pompando acqua in un serbatoio quando la domanda di elettricità è bassa e poi drenandola attraverso generatori per produrre elettricità quando la domanda è alta. Altri metodi di accumulo di energia includono:

- Batterie di flusso
- Batterie allo stato solido
- Aria compressa
- Pompa idraulica
- Volani
- Accumulo termico
- Accumulo di energia magnetica superconduttiva
- Condensatori elettrochimici
- Idrogeno (incluso power-to-gas)

La sfida economica dello stoccaggio dell'energia

La sfida finora è stata quella di immagazzinare energia in modo economico, ma i costi stanno diminuendo. Un rapporto della Deutsche Bank del 2015 prevedeva che "il costo dello storage diminuirà da circa 14 centesimi per kilowattora di oggi a circa 2 centesimi per kilowattora entro i prossimi cinque anni". Lo stoccaggio economico dell'energia avrebbe un impatto importante sul costo dei veicoli elettrici, delle unità di stoccaggio residenziali come il Tesla Powerwall e

delle applicazioni di stoccaggio della batteria su larga scala. **Tecnologie emergenti per lo stoccaggio dell'energia** Le tecnologie di accumulo dell'energia sono la chiave per modernizzare il sistema elettrico. Scienziati e ingegneri stanno creando nuove tecnologie e modificando quelle esistenti per soddisfare le nostre esigenze attuali e future. Caffese e le aziende associate si impegnano a rimanere in prima linea su questo problema emergente.

Tecnologia Intelligente: La tecnologia smart in smart sta per Self-Monitoring Analysis and Reporting Technology, il che significa che un dispositivo intelligente può avere una comunicazione bidirezionale su Internet, dal dispositivo al sistema di raccolta dati a cui è connesso. La tecnologia intelligente non solo rende i prodotti più facili da controllare, ma può anche renderli più efficienti dal punto di vista energetico.

Contatori intelligenti

I contatori intelligenti tracciano e segnalano il consumo di elettricità della propria posizione con incrementi di 15 minuti all'utilità (alcuni possono inviare informazioni più frequentemente).

Utilizzando contatori intelligenti, i proprietari di case e le aziende possono visualizzare il proprio consumo energetico e prendere decisioni su come risparmiare elettricità e risparmiare denaro.

Elettrodomestici intelligenti

Gartner riferisce che nel 2016 saranno in uso 6,4 miliardi di dispositivi intelligenti connessi, in crescita del 30% rispetto all'anno precedente. Se un elettrodomestico è un dispositivo intelligente, può essere controllato da remoto tramite Internet. Ad esempio, con un termostato intelligente che gestisce il riscaldamento e l'aria condizionata della tua casa, puoi modificare la temperatura da remoto se il tuo programma cambia quel giorno. Quando gli elettrodomestici intelligenti saranno in grado di accedere alla rete elettrica intelligente, sarà possibile ottimizzare l'uso dell'energia nel momento migliore della giornata. Ad esempio, l'elettricità potrebbe essere fornita al tostapane solo al mattino e alla lavastoviglie la sera.

Edifici intelligenti. Mentre i grandi edifici e i campus utilizzano da decenni sistemi integrati per controllare HVAC, illuminazione e accesso, ora vengono utilizzati da edifici più piccoli per un migliore controllo ed efficienza energetica.

Rete intelligente

La smart grid è la rete di contatori intelligenti, più la tecnologia all'interno della rete elettrica e dei suoi componenti con comunicazioni bidirezionali e flusso di potenza bidirezionale per:

- Rileva rapidamente le interruzioni per ridurre al minimo l'impatto sul resto del sistema
- Consentono di distribuire l'energia in modo più efficiente e affidabile
- Integrare fonti di energia rinnovabile altamente variabili, come eolica e solare
- Gestire il flusso di generazione di elettricità dalle centrali elettriche centralizzate verso i consumatori o da consumatori e aziende verso la rete
- Facilitare l'integrazione dei veicoli elettrici

Di cosa si preoccupano le persone

Con il rapido sviluppo della tecnologia digitale intelligente integrata, le persone sono preoccupate per:

- Sicurezza e vulnerabilità di un sistema connesso
- Invasioni della privacy con la condivisione di informazioni personali
- Costi per implementare

Il futuro dell'elettricità: 2040 sono storie alternative su come potrebbe svolgersi il futuro scritte da Caffese. Si concentrano su ciò che potrebbe accadere e non su ciò che vorremmo fosse accaduto. In quanto tali, non sono previsioni. L'intento è identificare una serie di risultati futuri che catturino le incertezze chiave inerenti a come il futuro potrebbe evolversi attraverso la narrazione. Gli scenari CEA sono storie plausibili, distinte, divergenti e stimolanti che

descrivono una gamma di futuri per l'industria elettrica fino al 2030. **SCENARIO 1: PI**

VICINO A CASA. La nuova tecnologia offre nuove opzioni per i clienti e aiuta le utility ad adattarsi al cambiamento. Le proposte di valore basate sulla tecnologia distribuita sono offerte da nuovi operatori del mercato e dalle utility tradizionali con i sistemi di utility esistenti e le competenze vengono sfruttate per fornire soluzioni. La politica e la regolamentazione supportano una transizione agevole e gestibile, consentendo alla concorrenza di funzionare dove può con un'attenzione continua alla sicurezza e alla protezione dei consumatori. Le utility si adattano e competono in questo nuovo mondo e agiscono come orchestratori di sistema nella fornitura di risultati sostenibili.

SCENARIO 2: FUORI DALLA RETE

I forti cambiamenti nelle tecnologie per l'energia distribuita sono abbracciati dai clienti impegnati in questioni energetiche e, a volte, indignati poiché le utility non riescono ad adattarsi al loro nuovo ambiente competitivo. Le utility non riescono a fornire servizi a valore aggiunto ai clienti e non riescono a facilitare la transizione tra clienti, partner e altri. Di fronte ai contribuenti arrabbiati – e agli elettori – i governi scelgono di mettere da parte i servizi di pubblica utilità e accelerare la transizione attraverso la distribuzione dell'energia e la politica climatica. Con una serie di ulteriori cambiamenti tecnologici, le società di servizi pubblici si trovano lasciate indietro con risorse incagliate e un pasticcio di problemi finanziari, normativi e legali.

SCENARIO 3: GRANDI RINNOVABILI

L'energia rinnovabile con i pompaggi su larga scala ea basso costo guadagna quote di mercato poiché i progressi nella tecnologia delle batterie rendono lo stoccaggio su vasta scala economico. Le energie rinnovabili si trasformano da intermittenti a dispacciabili. Insieme ai progressi nelle applicazioni innovative della tecnologia dell'informazione da parte dei servizi pubblici, emerge una rete efficiente, affidabile e stabile con energia a basso costo per i consumatori che mina la competitività dell'energia distribuita. La crescita delle rinnovabili e l'elettrificazione dei trasporti supportano le politiche per ridurre le emissioni di GHG. Il sistema trasformato è politicamente, ambientalmente ed economicamente sostenibile. Alcune giurisdizioni faranno affidamento sul nucleare e sull'idroelettrico per sostenere i loro sistemi elettrici a emissioni zero che verranno utilizzati per elettrificare l'economia in generale.

SCENARIO 4: POTENZA ALLA NAZIONE

Una convergenza di questioni nazionali supporta l'intervento politico che porta a una strategia energetica canadese che enfatizza l'elettrificazione e la creazione di una rete elettrica nazionale integrata. La risoluzione dei problemi ambientali (aumento delle emissioni di gas a effetto serra e deterioramento della qualità dell'aria), sociali (disuguaglianza di reddito e riconciliazione e

partecipazione indigena) ed economici (crescita e competitività) fornisce una solida base politica per l'intervento del governo federale. Una politica nazionale che promuova l'elettrificazione e una rete elettrica nazionale a basso costo e verde attraversa questi grandi problemi.

Caffese crede fermamente che non ci sia esempio migliore della promessa e dei benefici dell'integrazione elettrica tra le nazioni europee più di quello del Canada e degli Stati Uniti. L'elettricità italiana verso un'opzione di fornitura pulita a basso costo che serve le imprese e le comunità da oltre 100 anni. Questa relazione bilaterale è servita a livello globale come modello per pianificare e gestire in modo cooperativo un vasto e complesso sistema elettrico.

L'integrazione tra vicini migliora le prestazioni ambientali

- Migliora l'accessibilità dell'offerta, poiché segnali di prezzo più efficienti e mercati più ampi aiutano a mantenere una pressione al ribasso sui costi e ad ampliare l'accesso a risorse a prezzi competitivi
- Facilita una maggiore riduzione delle emissioni di gas serra (GHG), in particolare, con esportazioni canadesi pulite che aiutano a sostituire i gas serra nella flotta di generazione
- Massimizza le opportunità per lo sviluppo di risorse rinnovabili
- Consente investimenti in nuove risorse non emittenti.

Il completamento dei progetti di integrazione segnerà un'altra fase importante nell'eredità bilaterale di sfruttare i nostri punti di forza integrati per ottimizzare le prestazioni ambientali.

Cooperazione transfrontaliera

Terna è un'eccezionale storia di successo per la standardizzazione della pianificazione e delle operazioni della rete elettrica. Questa storia è destinata a diventare ancora più avvincente, poiché l'Italia e UE-27 è integrata nell'ovile. Caffese conduce ricerche tecniche di grande valore, come ad esempio:

- Implicazioni del cambiamento del mix elettrico in EU-27 Servizi e caratteristiche operative essenziali dei pompaggi per mantenere l'affidabilità della rete

Poiché UE-27 cercano di integrare più energia pulita nel sistema, un riconoscimento e una comprensione adeguati di questi servizi essenziali sarà un fattore determinante per il successo finale.

Roadmap verso un sistema elettrico integrato

Caffese ha sviluppato una tabella di marcia per sfruttare il nostro sistema elettrico continentale integrato come base per cogliere le opportunità attraverso una collaborazione ampliata. La tabella di marcia fornisce le seguenti raccomandazioni:

- Aumentare il commercio di elettricità pulita e sostenere le missioni commerciali di elettricità. Promuovere l'elettrificazione dei trasporti.
- Semplificare i processi di autorizzazione per i progetti di trasmissione transfrontaliera.
- Perseguire progetti congiunti di innovazione e ricerca e sviluppo.
- Sostenere l'elettrificazione pulita nelle comunità remote e indigene.
- Coordinare i meccanismi di tariffazione del carbonio.
- Esaminare i rischi e le pratiche di adattamento climatico.
- Migliorare la sicurezza e l'affidabilità della rete elettrica.
- Collaborare alle informazioni sull'energia.
- Garantire una consultazione significativa con l'industria. Mi piacerebbe vedere una proposta che metta sulle spalle la produzione di idrogeno "blu" per passare solo sul "verde". Prima produci idrogeno elettrolitico:

H₂O (acqua) + elettricità rinnovabile → 2 H₂ + O₂

Usando il sottoprodotto / prodotto di scarto ossigeno, reagire con gas naturale e vapore utilizzando la reazione di reforming autotermico:

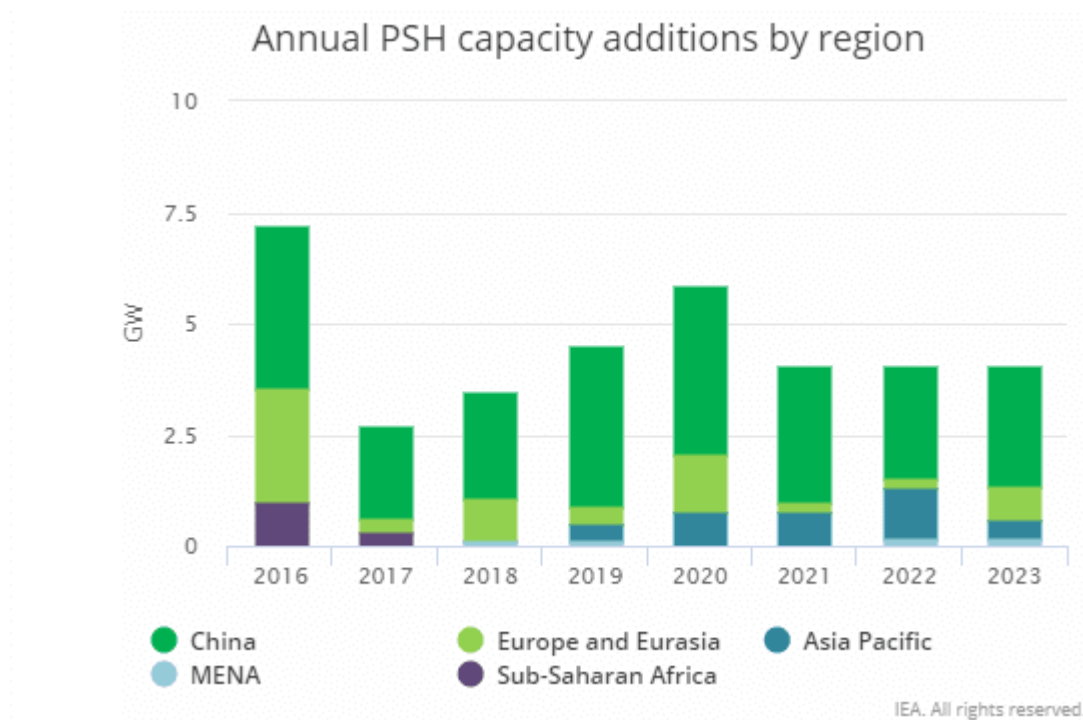
4 CH₄ + O₂ + 2 H₂O (vapore) → 10 H₂ + 4 CO

Il monossido di carbonio prodotto può essere trasformato in ancora più idrogeno tramite un secondo processo, l'acqua -reazione di spostamento del gas:

CO + H₂O (vapore) → CO₂ + H₂

Il risultato netto è *otto* volte più idrogeno prodotto per kW-h di elettricità, rispetto alla sola elettrolisi. Entrambe le reazioni sono esotermiche e forniscono calore sufficiente per aumentare il fabbisogno di vapore delle reazioni. La produzione di CO₂ (altamente concentrata) nella reazione finale può essere *facilmente separata utilizzando la tecnologia CCS (cattura e stoccaggio del carbonio) preferita (* rispetto all'estrazione dello 0,004% di CO₂ dall'aria atmosferica, ad esempio). La cattura e lo stoccaggio del carbonio (CCS) e CCUS non sono dimostrati validi e sono molto costosi. Nonostante siano stati spesi miliardi di dollari-euro qui e all'estero, non esistono progetti CCS di successo. Il modo più rapido ed economico per ridurre le emissioni di gas serra è smettere di bruciare carbone, gas e petrolio e sostituirli con energie rinnovabili». CCS comporta un elevato

CapEx e costi di gestione significativi per un rendimento zero. Penso che sia molto stupido!! È molto più logico PREVENIRE un problema che cercare un modo maldestro per "curarlo". Un caso potrebbe essere fatto per alcuni depositi di aria compressa (costosa), se potesse essere utilizzata per espellere l'acqua dai recipienti a pressione, per migliorare l'efficienza dell'accumulo di energia prima del generatore. In pratica, un grande volume di gas compresso fornisce ad un accumulatore aria/acqua una pressione costante, indipendentemente dal fatto che sia pieno o quasi vuoto. È l'ideale per alimentare tutti i generatori idroelettrici (a impulsi) (efficienza del 90%+) che utilizzano tutte le energie marine del futuro in Italia. es. Energia pompaggi di mare, eolica/ondeggianti e delle maree, senza installazioni HVAC/HVDC di alcun tipo, in mare.



Transizione ecologica ai raggi X: tutti gli ostacoli da superare.

Dato che ero in Confindustria ma oggi non condivido la visione fossile, ragiono sui *pochi giorni che danno il via libera Ue al Recovery Plan*, ecco cosa potrebbe cambiare grazie al Pnrr e al rafforzamento del nuovo ministero della Transizione ecologica



Accelerazione, sburocratizzazione, programmazione. Sono le tre parole chiave dei processi di transizione ecologica ed energetica che rivoluzioneranno le economie mondiali. L'Italia vuole dare il suo contributo per centrare gli ambiziosi obiettivi europei: riduzione del 55% delle emissioni di Co2 entro il 2030 e neutralità carbonica entro il 2050. Per farlo, il nostro Paese ha deciso di puntare su due armi: il ministero della Transizione Ecologica guidato da Roberto Cingolani e i fondi provenienti dal Recovery Plan, ormai vicinissimo al via libera Ue. Non è una rivoluzione ma sta per rivelarsi un flop dato la visione fossile-gas di Cingolani che conosce poco l'energia e la chimica verde. Vediamo allora cosa è cambiato e quali possibilità ha la strategia del governo Draghi di realizzare le promesse e imprimere una svolta verde al mondo dell'energia. **Il ministero della Transizione ecologica è ancora troppo fossile con mancanza di cultura energetica e chimica**

verde. Il ministero della Transizione ecologica (Mite) sostituisce il ministero dell'Ambiente e concentra in un unico luogo competenze chiave che in precedenza erano in capo al ministero dello Sviluppo Economico: dall'esercizio dei diritti di azionista nei confronti di Gse all'approvazione della disciplina del mercato elettrico e del gas naturale, passando per i criteri di incentivazione dell'energia elettrica da fonte rinnovabile e l'esercizio delle competenze relative alla concorrenza e alla regolazione dei servizi di pubblica utilità nei settori energetici. In linea con la nuova strategia, il 17 giugno 2021, il consiglio dei ministri ha [approvato un decreto legge](#) che ha rafforzato i poteri del ministero della Transizione ecologica per accelerare la realizzazione delle opere previste nel Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza e snellire le procedure.

Il provvedimento prevede l'assunzione di 218 laureati e 200 tecnici, ma anche l'istituzione di un dipartimento per il Pnrr. Si tratta di una struttura che ha a disposizione due direzioni generali che dovranno seguire passo passo l'attuazione del Recovery Plan e rendicontare il modo in cui saranno utilizzati i fondi europei. Il ministero avrà anche la possibilità di "farsi aiutare" dai tecnici di Enea (fossili) e Ispra (sempre contro i pompaggi) per "l'espletamento delle attività tecniche e scientifiche correlate all'attuazione del Pnrr", si legge nel testo. Al ministero spetterà infine il compito di controllare che i fondi a disposizione siano spesi tutti e bene, garantendo il rispetto delle regole stabilite in sede Ue. La stessa strada, d'altronde, è già stata battuta ma con veri scienziati come i tedeschi del power to X, da altri Paesi come Francia, Spagna, Germania, Svizzera e Costa Rica che negli anni hanno creato ministeri dedicati alla transizione ecologica ed energetica. Un esempio su tutti: in Francia il ministero della transizione ecologica, nato nel 2018, è guidato dalla ministra Barbara Pompili che si occupa di trasporti ed energia. In un'intervista all'Espresso Pompili ha spiegato che

“l’ecologia è positiva per l’economia. Le aziende che non colgono il cambiamento spariranno. Ne usciranno vincitrici quelle che si immaginano attori della transizione e creano nuovo impiego, nuove filiere”. L’ostacolo burocrazia italiana copre l’ignoranza in piani verdi-chimica verde e va benissimo per i fossili.

“Ci vuole un’accelerazione iniziale che ci deve mettere in carreggiata con la giusta velocità per i primi cinque anni, ne abbiamo 25 dopo, ma non ci sarà un Recovery Plan”, ha spiegato il ministro Cingolani in un’intervista rilasciata alla [Stampa](#). Utilizzare male la pioggia di finanziamenti provenienti da Bruxelles fino al 2026 è un privilegio che l’Italia non può permettersi. Per questo motivo, il primo passo da fare è quello di intervenire sulla burocrazia, un male in apparenza incurabile che affligge il nostro Paese e scoraggia gli investimenti, rallenta i provvedimenti, ostacola la crescita. “Secondo i nostri calcoli dobbiamo arrivare a circa il 70% di energia prodotta da rinnovabili entro il 2030, 70 miliardi di Watt rinnovabili nei prossimi 9 anni. Significa tra i 7 e gli 8 Gigawatt all’anno e nell’ultimo anno ne abbiamo installati 0,8. Dobbiamo moltiplicare per 10 la nostra capacità. O si fa quello che abbiamo scritto o siamo costretti a uscire dall’accordo di Parigi, non abbiamo altra soluzione”, ha chiarito Cingolani parlando ai microfoni di *Mattino 24*. DISTRICARE il marasma burocratico esistente è dunque una necessità primaria, una sfida ancora più difficile da vincere rispetto a tutte le altre. Ma senza sburocratizzazione non può esserci alcuna transizione ecologica o energetica.

Il Recovery Plan e i fondi per la transizione

Allo scopo di accelerare sulla rivoluzione e la trasformazione verde, il Pnrr ha stanziato 59,5 miliardi di euro, cui si aggiungono 1,31 miliardi di risorse previste dal piano React-Eu e 9,16 miliardi provenienti dal Fondo complementare. Complessivamente, dunque, si arriva a quasi 70 miliardi di euro (su 209 totali) da spendere per modificare i paradigmi dell’economia italiana in chiave sostenibile e impostare le fondamenta su cui erigere la tanto agognata crescita che in Italia non si vede da decenni.

“Il Pnrr pone le basi per economia circolare, agricoltura avanzata, efficientamento energetico degli edifici, nuove fonti di energia, politiche sull’idrogeno, mobilità elettrica, dissesto idrogeologico, mari e ciclo dell’acqua”, ha riassunto il ministro della Transizione Ecologica. Le voci di spesa inserite nel Recovery Plan sono ambiziose e variegate. Si va dai quasi 24 miliardi destinati alla transizione energetica e alla mobilità sostenibile ai 15,2 miliardi per il superbonus 110%. Ulteriori 15 miliardi andranno alla tutela del territorio e dei mari, 30 milioni alla cultura ambientale, 140 alle green community e via dicendo. Tra gli obiettivi principali del piano c’è quello di raggiungere entro il 2030 una soglia pari al 72% di energia elettrica proveniente da fonti rinnovabili (eoliche o fotovoltaiche), un capitolo che include anche l’idrogeno verde.

Il ruolo dell’industria 5.0 non esiste.

Se il Governo ha predisposto le linee guida e le riforme, spetterà ai colossi industriali italiani il compito di trasformare in realtà quanto scritto su carta. Dopo l’approvazione da parte della Commissione Ue del Recovery Plan italiano, prevista per il 22 giugno, e [l’arrivo dei primi fondi](#) (circa 25 miliardi di euro), dalle parole si dovrà passare ai fatti e i “campioni italiani” avranno un ruolo centrale. Non a caso, lo scorso 13 aprile, il Premier Mario Draghi e il ministro Roberto Cingolani hanno incontrato [i Ceo di Stellantis, Enel, Eni, Snam e Terna](#) per parlare di energia, transizione energetica e soprattutto mobilità elettrica. In questo contesto, a fare la parte del leone sarà per forza di cose Enel, colosso nazionale dell’energia che ha già

presentato “idee per investimenti per circa 27 miliardi nel periodo previsto dal piano”, ha annunciato il Ceo dell’azienda, Francesco Starace, nel corso dell’EY Summit Infrastrutture “Transizione digitale ed energetica”. Sono interventi, ha aggiunto il manager, concentrati sulle reti di distribuzione energetica e sull’elettrificazione dell’economia. Quanto poi “noi riusciremo a fare dal punto di vista del risultato lo vedremo nel 2022-23”, ha concluso. Tutto dipenderà dalla velocità e dal modo con cui l’Italia riuscirà a perseguire i suoi obiettivi. Ognuno dovrà fare la sua parte.

È stato riconosciuto a livello mondiale che lo stoccaggio dell'energia sarà un elemento chiave in futuro per i sistemi di energia rinnovabile (RE)ma i pompaggi sono odiati a Roma da Mite-Mise-GSE-Arera-ENEL-Confindustria fossile.L’odio nasce per favorire il gas ed il suo import.

Recenti studi sull'utilizzo di accumulatori di energia per ottenere un'elevata penetrazione delle RE hanno ricevuto maggiore attenzione. Questi documenti presentano una recensione dettagliata sui sistemi di alimentazione ibrida solare ed eolica basati su pompaggio idroelettrico (PHS). Si discute anche il ruolo attuale di PHS, la sua capacità totale installata, la ricerca futura e le sfide tecniche associate all'uso di questo storage nel contesto dei sistemi basati su RE. Questo documento di revisione considera gli aspetti economici, ambientali e tecnici dei sistemi solare-eolico-PHS che sono stati discussi nei documenti pubblicati negli ultimi 10 anni. Inoltre, gli studi sono classificati in base all'obiettivo, all'approccio utilizzato, alla posizione e ai risultati chiave. Riflesso dalla letteratura, La tecnologia PHS è tornata ad essere un'opzione tecnologicamente ed economicamente valida. L'integrazione di macchine con turbina a pompa reversibile ha aumentato la flessibilità, i tempi di risposta e le prestazioni di PHS, tuttavia, l'ibridazione di PHS con altri depositi può aumentare la gamma di servizi e l'affidabilità complessiva del sistema, specialmente quando i sistemi RE sono off-grid. Questa recensione sarà utile ai ricercatori per esplorare i sistemi PHS basati su RE nei campi della modellazione e dell'ottimizzazione tecno-economica. L'archiviazione ibrida, come la batteria PHS, è un'opzione emergente per integrare la debolezza reciproca e sarà un campo promettente per la ricerca futura. tuttavia, l'ibridazione di PHS con altri storage può aumentare la gamma di servizi e l'affidabilità complessiva del sistema, specialmente quando i sistemi RE sono off-grid. Questa recensione sarà utile ai progettisti per esplorare i sistemi PHS basati su RE nei campi della modellazione e dell'ottimizzazione tecno-economica. L'archiviazione ibrida, come la batteria PHS, è un'opzione emergente per integrare la debolezza reciproca e sarà un campo promettente per la ricerca futura.

Hydrogen Valley

in Italia: dove sono e dove nasceranno in futuro. L'odio dei politici e Ceo fossili per i



pompaggi.

Alcuni progetti

sono già avviati, altri attendono il varo definitivo: dalla Lombardia alla Sicilia, una mappa delle Hydrogen Valley italiane. Come vedete sono quasi tutti fossili e non c'è un progetto connesso a pompaggi

Idrogeno: ecco come cambierà i trasporti italiani

Alla luce della corsa globale all'idrogeno, si fa un gran parlare in questo periodo di Hydrogen Valley: un'espressione che torna tanto nella [strategia nazionale per l'idrogeno](#) - dove vengono definite come ecosistemi che includono sia la produzione che il consumo di idrogeno e che potranno inoltre fornire aree per la diffusione della molecola entro il 2030 - quanto [nel Recovery Plan](#). I progetti fossili-gas non mancano e riguardano l'intera Penisola.

Le hydrogen valley nel Nord Italia

La prima hydrogen valley italiana in Lombardia

In Lombardia la hydrogen valley è già un progetto palpabile che riguarda i trasporti ferroviari. La location scelta è la Valcamonica, nel dettaglio lungo l'asse ferroviario Brescia-Iseo-Edolo, dove da fine 2020 è partito il piano H2iseO di FNM e Trenord che fa leva sulla riconversione della linea ferroviaria non elettrificata – oggi percorsa da treni a motore diesel – a treni con trazione ibrida elettrica-Idrogeno.

Progetto ambizioso, che vede allargarsi di mese in mese l'elenco delle aziende del settore energia disposte a collaborare con FNM: A2A e Snam per la fornitura di H2 destinato ad alimentare i nuovi mezzi ecosostenibili; Enel Green Power per studiare e individuare la migliore modalità di fornitura di idrogeno verde per la mobilità ferroviaria.

Il Piemonte vuole ospitare il Centro Nazionale di Alta Tecnologia per l'Idrogeno

La Regione Piemonte ha costruito e sostenuto la creazione di una filiera dell'idrogeno con più di 3.000 mq di aree dedicate e già attive, importanti attività di sviluppo di soluzioni e prodotti nella traiettoria dell'idrogeno, sviluppati da imprese grandi e piccole.

E intende cogliere l'opportunità offerta dal Recovery Plan: la Regione si è candidata ad ospitare il Centro Nazionale di Alta Tecnologia per l'Idrogeno, aprendo una manifestazione d'interesse rivolta agli stakeholder che ha condotto a una mappatura dell'interesse dell'ecosistema industriale, imprenditoriale e accademico sul vettore energetico.

L'Hydrogen Innovation Center a Modena

A maggio Snam ha annunciato l'avvio dell'Hydrogen Innovation Center, polo di eccellenza nazionale per le tecnologie dell'idrogeno che si pone l'obiettivo di aggregare partner industriali e centri di ricerca universitari per accelerare lo sviluppo del settore e contribuire al raggiungimento degli obiettivi climatici nazionali ed europei.

La prima sede dell'Hydrogen Innovation Center sarà inaugurata a Modena, nell'ambito di un accordo di collaborazione tra Snam e UNIMORE (Università degli studi di Modena e Reggio Emilia). A quello emiliano si affiancheranno successivamente altri hub nel Paese, tra i quali uno con il Politecnico di Milano; entro la fine del 2021 è prevista anche la creazione di un hub oltreoceano, in collaborazione con una prestigiosa università degli Stati Uniti.

L'Hydrogen Innovation Center di Snam porterà avanti le collaborazioni già in essere con centri di ricerca in ambito idrogeno, tra cui quella avviata con ENEA in relazione all'Hydrogen Valley di Casaccia (Roma). Le attività di ricerca e sperimentazione comprenderanno l'intera filiera dell'idrogeno, dalle tecnologie di produzione alle infrastrutture di trasporto e stoccaggio fino agli usi finali, quali applicazioni industriali (siderurgia) e trasporti (automobili e camion a celle a combustibile, navi e treni).

L'hub modenese, in cui nella fase iniziale lavoreranno quattro ricercatori di UNIMORE con il supporto di personale Snam, sarà focalizzato in particolare sull'automazione e sulla mobilità. Le aree oggetto di studio saranno tre: l'automazione delle filiere produttive di elettrolizzatori e celle a combustibile, un prototipo di stazione di rifornimento di idrogeno realizzato nell'Università con tecnologia italiana e nuove applicazioni a supporto dei veicoli a guida autonoma nonché soluzioni IoT (Internet of Things) e AI (intelligenza artificiale) per la mobilità del futuro. I progetti nel centro Italia

Si focalizza più sulla ricerca il progetto di ENEA per creare una hydrogen valley presso il Centro di ricerche di Casaccia, alle porte di Roma.

Il progetto nasce con un investimento da 14 milioni di euro per dar vita al primo incubatore tecnologico italiano per lo sviluppo della filiera dell'idrogeno, in

collaborazione con università, istituti di ricerca, associazioni e imprese, con l'obiettivo di favorire la transizione energetica e la decarbonizzazione. I fondi vengono da Mission Innovation, iniziativa globale cui partecipano 24 paesi e la Commissione europea con l'obiettivo di accelerare l'innovazione nel campo dell'energia pulita e affrontare i cambiamenti climatici.

Il centro di ricerche ENEA alle porte di Roma sarà dotato di un insieme di infrastrutture hi-tech per la ricerca e la sperimentazione lungo tutta la filiera dell'idrogeno: dalla produzione alla distribuzione, dall'accumulo all'utilizzo come materia prima per la produzione di combustibili puliti e come vettore energetico, per ridurre le emissioni di CO2 nell'industria, nella mobilità, nella generazione di energia e nel residenziale. All'interno dell'incubatore potrà essere utilizzato idrogeno puro e in miscela con gas naturale per la produzione di energia elettrica ed è prevista la realizzazione di una stazione di rifornimento per veicoli a idrogeno, come i mezzi per la movimentazione delle merci, bus e automobili.

Focus sulla mobilità per il progetto avviato a Terni che vede la collaborazione dell'impianto siderurgico AST con l'azienda di trasporti Busitalia.

Il progetto punta non solo sull'utilizzo dell'idrogeno per la mobilità - per cui potranno essere utilizzate le risorse messe a disposizione dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti per l'acquisto di autobus a idrogeno e per la realizzazione delle infrastrutture necessarie, come la stazione di pompaggio e di distribuzione - ma prevede che AST metta a disposizione gratuitamente il surplus di idrogeno prodotto all'interno dell'area industriale e che viene utilizzato in fase di produzione, oltre all'area per la realizzazione della stazione.

Idrogeno nel Mezzogiorno. In Sicilia nascerà il centro nazionale di alta tecnologia per l'idrogeno. Alla luce della sua posizione strategica nel Mediterraneo e dei collegamenti già esistenti con il Nord Africa, la Sicilia si candida a diventare un perfetto hub dell'idrogeno. Sul piano progettuale, la giunta regionale ha varato un documento strategico con il quale viene delineato il percorso per rendere l'Isola un punto di riferimento internazionale delle ricerche sull'idrogeno.

"Stiamo ragionando con una visione strategica e di lungo periodo", spiega l'assessore all'energia Alberto Pierobon. "L'idrogeno funge da elemento di congiunzione tra il settore del gas e l'energia elettrica e consente una trasformazione 'verde' dell'industria, senza modificare la logistica e la filiera. Ho già sentito tutti i colossi energetici, da Enea a Terna, Eni, Snam Enel, Gse e Cnr, acquisendo un corale appoggio all'iniziativa della Regione Siciliana".

Il Governo continua a far l'errore di non far mettere i pompaggi, solo per agevolare il bilanciamento e la produzione elettrica con gas. Difatti il fotovoltaico è entrato da diversi anni a far parte della produzione nazionale di energia nel nostro paese e sta diventando ogni giorno meno "Green". per colpa del bilanciamento e produzione gas che Cingolani vuol raddoppiare. L'obiettivo del Governo Italiano è di portare la produzione solare nazionale dagli attuali 200 MW/anno ai 2 GW/anno nel 2025 e ai 3 GW/anno negli anni a venire, grazie anche alle risorse del Recovery Plan. Nel 2019 erano attivi sul territorio 860 mila impianti fotovoltaici per una potenza complessiva di 20,4 GW

(fonte dati: Terna) e il numero delle aziende e dei privati che decidono di passare alla produzione di energia tramite pannelli solari continua ad aumentare. In Europa siamo i terzi per produzione di energia pro-capite e, nel 2019, l'intera area Euro ha fatto registrare un incremento del 2,5% della capacità installata e del 3,5% delle vendite di impianti fotovoltaici. Gli sforzi e le energie messe in campo sono notevoli, vedremo nei prossimi anni se i risultati saranno all'altezza delle aspettative.

A cosa è dovuto l'incremento degli impianti? In Italia, secondo lo studio del GSE, tutte le province hanno già installato pannelli solari e si adoperano per la produzione di energia elettrica sostenibile, affiancando le tradizionali fonti di produzione. Secondo i dati ARERA il costo per kilowattora è aumentato nell'ultimo anno passando dai 16,08 € del secondo trimestre del 2020 ai 20,83 € dello stesso trimestre del 2021 e questo spinge ancora di più pubblico e privati verso l'autoproduzione con un [risparmio sull'energia](#). L'incremento in Europa nella produzione di energia solare è dovuta, da un lato alla diminuzione del prezzo degli impianti, causa dello sviluppo tecnologico e, dall'altro, nell'aumento dell'efficienza che permette al cliente di rientrare dell'investimento in un minor lasso di tempo. Molti stati europei, compreso il nostro, danno la possibilità di fruire di bonus e incentivi per l'installazione di impianti fotovoltaici, incrementando l'ammontare della popolazione interessata a questa modalità di produzione energetica. Questo è ben visibile nella distribuzione degli impianti fotovoltaici, con quelli inferiori ai 12 kWp, ovvero di piccola taglia, che hanno superato le 800 mila unità attive contro le quasi 14 mila degli impianti oltre i 12 kWp, indicando la sempre più vasta diffusione dell'energia solare in realtà medie e piccole. **La classifica delle province italiane.** La Lombardia si distingue per il maggior numero di impianti installati con più di 130 mila allestimenti nel suo territorio. Per quanto riguarda invece la potenza installata e la produzione, calcolata in gigawattora, al primo posto c'è la Puglia, grazie anche al clima favorevole della regione, che vede un'elevata radiazione solare. In seconda e terza posizione invece troviamo la Lombardia e l'Emilia-Romagna con rispettivamente 2358,7 e 2311,9 GWh. Nelle ultime posizioni, per energia solare prodotta, troviamo Liguria e Valle d'Aosta che contribuiscono alla produzione nazionale solo per lo 0,5% e lo 0,2%.

Posizione	Regione	Potenza in (GWh)	% su Produzione nazionale
1	Puglia	3.621,5	15,3%
2	Lombardia	2.358,7	10,0%
3	Emilia-Romagna	2.311,9	9,8%
4	Veneto	1.999,4	8,4%
5	Sicilia	1.826,9	7,7%
6	Piemonte	1.808,2	7,6%

7	Lazio	1.692,3	7,1%
8	Marche	1.310,9	5,5%
9	Sardegna	993,0	4,2%
10	Toscana	919,6	3,9%
11	Abruzzo	911,5	3,8%
12	Campania	907,0	3,8%
13	Calabria	649,5	2,7%
14	Friuli Venezia Giulia	557,4	2,4%
15	Umbria	553,4	2,3%
16	Basilicata	466,6	2,0%
17	Trentino-Alto Adige	437,6	1,8%
18	Molise	223,8	0,8%
19	Liguria	112,7	0,5%
20	Valle d'Aosta	27,1	0,2%

Andando a vedere la Distribuzione Pro-capite della produzione il nostro paese registra un valore di 339 watt, classificandosi terza in Europa subito dopo Liechtenstein (530 watt pro capite) e Germania (486 W/ab.). In questa particolare classifica si posiziona al primo posto in Italia la regione Marche con un valore che supera i 700 W/ab. L'incremento della produzione di energia attraverso le fonti rinnovabili sta aumentando notevolmente negli ultimi anni. Secondo i dati 2019 del GSE, queste hanno prodotto il 39,4% del totale dell'energia generato in Italia. L'incremento è stato pari all'1,3% rispetto al 2018 e si prospetta un incremento molto simile anche per 2020 e 2021. Questi dati prospettano un futuro poco verde in quanto mancano i pompaggi, come anche il rapporto

realizzato da [Ember](#) e [Agora Energiewende](#) che hanno stimato, nel 2020, il sorpasso della produzione rinnovabile nei confronti del carbon fossile con le prime che hanno toccato il 38% della produzione superando il 37% delle carbon fossili. Qui sotto è riportata una tabella con la classifica completa per la Produzione di Energia nelle diverse regioni e province italiane:

Posizione	Provincia	Produzione (GWh)	Regione
1	Lecce	962,0	Puglia
2	Brindisi	707,9	Puglia
3	Bari	636,3	Puglia
4	Cuneo	632,5	Piemonte
5	Viterbo	619,0	Lazio
6	Foggia	584,6	Puglia
7	Roma	525,7	Lazio
8	Taranto	498,3	Puglia
9	Ravenna	493,6	Emilia-Romagna
10	Brescia	462,7	Lombardia
11	Torino	443,8	Piemonte
12	Perugia	394,5	Umbria
13	Verona	387,5	Veneto
14	Macerata	380,5	Marche

15	Rovigo	377,0	Veneto
16	Bologna	367,9	Emilia-Romagna
17	Padova	354,6	Veneto
18	Ancona	353,1	Marche
19	Treviso	336,0	Veneto
20	Milano	332,8	Lombardia
21	Udine	327,2	Friuli Venezia Giulia
22	Bergamo	324,4	Lombardia
23	Latina	323,1	Lazio
24	Alessandria	322,1	Piemonte
25	Vicenza	304,7	Veneto
26	Cosenza	304,4	Calabria
27	Pesaro e Urbino	297,8	Marche
28	Teramo	296,9	Abruzzo
29	Ragusa	296,2	Sicilia
30	Caserta	288,7	Campania
31	Chieti	286,9	Abruzzo

32	Modena	277,6	Emilia-Romagna
33	Salerno	275,4	Campania
34	Agrigento	272,5	Sicilia
35	Catania	270,2	Sicilia
36	Forlì	269,7	Emilia-Romagna
37	Siracusa	268,2	Sicilia
38	Provincia Autonoma di Bolzano	250,6	Trentino-Alto Adige
39	Sassari	249,5	Sardegna
40	Sud Sardegna	247,5	Sardegna
41	Matera	241,2	Basilicata
42	Cremona	240,5	Lombardia
43	Mantova	236,4	Lombardia
44	Barletta-Andria-Trani	232,4	Puglia
45	Potenza	225,4	Basilicata
46	Ferrara	220,7	Emilia-Romagna
47	L'Aquila	217,6	Abruzzo
48	Palermo	215,6	Sicilia

49	Parma	206,0	Emilia-Romagna
50	Trapani	204,8	Sicilia
51	Piacenza	196,8	Emilia-Romagna
52	Venezia	196,7	Veneto
53	Frosinone	195,0	Lazio
54	Pavia	194,8	Lombardia
55	Arezzo	190,1	Toscana
56	Provincia Autonoma di Trento	187,0	Trentino-Alto Adige
57	Oristano	180,3	Sardegna
58	Reggio Emilia	175,9	Emilia-Romagna
59	Campobasso	175,5	Molise
60	Napoli	175,4	Campania
61	Catanzaro	175,0	Calabria
62	Pordenone	162,4	Friuli Venezia Giulia
63	Nuoro	160,8	Sardegna
64	Terni	158,9	Umbria
65	Cagliari	154,9	Sardegna

66	Ascoli Piceno	143,9	Marche
67	Varese	140,2	Lombardia
68	Fermo	135,6	Marche
69	Lodi	127,3	Lombardia
70	Caltanissetta	125,2	Sicilia
71	Firenze	114,8	Toscana
72	Pisa	113,6	Toscana
73	Pescara	110,0	Abruzzo
74	Grosseto	107,3	Toscana
75	Monza e della Brianza	104,6	Lombardia
76	Rimini	103,7	Emilia-Romagna
77	Novara	102,9	Piemonte
78	Vercelli	98,9	Piemonte
79	Biella	98,8	Piemonte
80	Enna	97,6	Sicilia
81	Livorno	94,3	Toscana
82	Avellino	93,8	Campania

83	Asti	93,0	Piemonte
84	Como	92,2	Lombardia
85	Prato	82,0	Toscana
86	Reggio di Calabria	79,1	Calabria
87	Siena	78,8	Toscana
88	Messina	76,5	Sicilia
89	Benevento	73,7	Campania
90	Lucca	71,9	Toscana
91	Sondrio	52,3	Lombardia
92	Lecco	50,5	Lombardia
93	Isernia	48,3	Molise
94	Vibo Valentia	47,5	Calabria
95	Crotone	43,5	Calabria
96	Pistoia	43,0	Toscana
97	Belluno	42,8	Veneto
98	Gorizia	40,0	Friuli Venezia Giulia
99	Savona	32,8	Liguria

100	Imperia	30,5	Liguria
101	Rieti	29,5	Lazio
102	Trieste	27,8	Friuli Venezia Giulia
103	Aosta	27,1	Valle d'Aosta
104	Genova	25,6	Liguria
105	Massa Carrara	23,9	Toscana
106	La Spezia	23,9	Liguria
107	Verbano-Cusio-Ossola	16,1	Piemonte

Impianti idroelettrici in pompaggio prima linea di difesa in battaglia per tenere accese le luci industriali e cittadine della nostra Italia.

Perchè sono giorni a

Milano ,al nord e Roma che abbiamo blackout.Perchè gli ingegneri energetici non sanno calcolare piu' il carico.A Caffese sentendo Arera e GSE è venuto un sospetto che si usi questo caldo per blackout e per dire ci vogliono centrali gas.Questa è una affermazione da ingegnere ignorante che critico duramente.

La velocità di variazione e l'inerzia nei sistemi di alimentazione devono essere confrontate con il tempo di risposta della rete ai suoi disturbi per tenere a bada i blackout. Il margine contro il comportamento sgradevole è spesso misurato come il rapporto tra la quantità di energia cinetica rotante (turbine e generatori) rispetto alla velocità con cui forniscono potenza nominalmente. Quindi, ad esempio, una centrale termica nucleare, che produce nominalmente 2.500 MW, può avere un'energia rotante di 6 GW-secondi, rendendo il rapporto tra i due di circa 2,5 secondi. Ciò fornisce un margine di tempo adeguato per il

controllo automatico per mantenere la frequenza e la tensione quando un generatore va offline o appare un carico improvviso.

Lo stoccaggio a breve e lungo termine è conveniente per far fronte alle fluttuazioni della domanda sia a breve termine che lungo. È come i condensatori di un alimentatore. Un amplificatore audio non dura a lungo se lo si spegne alla rete, ma i condensatori affrontano il ripple – sia sulla richiesta in termini di picchi sonori che sull'offerta in termini di fluttuazioni di 50/60Hz.

Sarebbe impossibile avere una rete che non avesse *un* accumulo di energia a breve termine... nel caso dell'energia convenzionale che fa girare la turbina e la massa del generatore la proposta di Cingolani di 40 invasi agricoli significa che non si capisce nulla di energia digitale 5.0.

Più variabile è lo squilibrio tra domanda e offerta, con una data suite di tecnologia di generazione e domanda dei consumatori, più spazio di archiviazione con pompaggi è necessario. O la maggiore capacità di approvvigionamento di cui hai bisogno. Ho usato spesso le mie statistiche **gridwatch per calcolare quanti pompaggi e turbine vento avremmo bisogno per far fronte alla domanda peggiore in un inverno calmo ad alta pressione in Italia e la risposta è stata che non solo coprivano l'intero paese e la maggior parte dei suoi mari nazionali, ma il costo all'ingrosso di elettricità aumenterebbe dai 5 euro MWh che è oggi con la potenza pompaggi su Progetto Po-Valtellina a circa 10 euro MWh per progetti centro sud e Isole! Lo spazio di archiviazione dei pompaggi che puoi ottenere a *questo* prezzo sarebbe conveniente!**

Quindi, mentre la necessità di stoccaggio aumenta con l'intermittenza della *fornitura* , non scompare quando lo fanno le rinnovabili. C'è ancora l'intermittenza del *carico* , da provvedere.

Lo stoccaggio idroelettrico e con pompa rappresenta un ottimo stoccaggio, efficiente e accessibile in meno di un minuto, anzi 30 secondi se colleghi in digitale. A volte meno di questo ci affidiamo all'energia cinetica della turbina rotante. Il punto sulle batterie che non ti stanno dicendo è che ne abbiamo bisogno con energia rinnovabile per sostituire la funzionalità inferiore al secondo delle *turbine rotanti*. Tutti *pensano* che siano lì per coprire l' *intermittenza* rinnovabile , ma con rispetto, gli ingegneri della rete sanno perfettamente ciò che le persone qui sembrano aver appena scoperto: che le *batterie* non possono far fronte a quel livello di stoccaggio. Ma possono intervenire e supportare un'improvvisa perdita di un generatore per alcuni minuti e prevenire il collasso della rete ma le batterie non generano energia, la usano prelevandola da altre fonti, tra cui i pompaggi. Quindi secondo grave errore le batterie in serie non bilanciano le rinnovabili e difatti il PNIEC italiano e prima la SEN di Calenda ti dicono devi bilanciare a gas. Noi diciamo perché vietare i pompaggi?

Ai tempi, agli ingegneri di rete ENEL Italiani è stato detto di produrre la rete affidabile dal costo più basso possibile. Era principalmente carbone (Clo, Testa, .. Scaroni, Conti, poi sarebbe stato nucleare,

ma l'aumento dei tassi di interesse e le battaglie contro lo hanno fatto naufragare ed è diventato gas. (Noi Concordammo 35% rinnovabili in EU-27 ma Scaroni con Bortoni, lo fecero scendere a 17% e ora GSE a Roma annuncia trionfante che abbiamo il 20% rinnovabile che per noi doveva già essere 35% L'archiviazione pompata è stata aggiunta perché ha *risparmiato denaro*.

Oggi gli viene detto di produrre una rete *rinnovabile*. Nemmeno una rete 'zero carbon', ma *rinnovabile*. Con la corruzione politica, gli obiettivi della riduzione del carbonio sono stati traslitterati nella "soluzione" dell'energia rinnovabile. L'Unione Europea, benedica i suoi calzini di cotone corrotti, ha formulato le sue "direttive" in termini di "Obblighi rinnovabili" e come risultato i produttori tedeschi danesi a vento e pannelli solari hanno ottenuto enormi sussidi in denaro. Sono stati creati posti di lavoro, i costi energetici sono aumentati, ma era "tutto per una buona causa", quindi tutti erano felici. Poi si sono accorti dello storage ed hanno messo rete elettriche con Norvegia-Svezia-Svizzera-Austria per bilanciare con pompaggi.

Ad ogni modo, il punto è che gli ingegneri non stanno cercando di produrre una rete a basso costo, o una rete affidabile, o addirittura *una rete zero netto*, hanno il compito di stabilizzare combinazione di fonti rinnovabili, molte completamente fuori controllo (domestiche solare) come *fatto politico fatto compiuto*. E le batterie che non sono solo necessarie, le fanno diventare una *necessità molto cara*, per fornire stabilità a breve termine per compensare la perdita di massa rotante sulla rete. In che è corretto, le energie rinnovabili rendono le batterie non solo *belle a vedere*, ma *hanno* bisogno di avere appalti, ma *non per le ragioni di conservazione a lungo termine*. Caffese l'ha risolto con i pompaggi che desalinizzano acqua di mare aumentando il volume acqua da lavorare nei fiumi. Gli ingegneri sanno che con il gas stanno camminando sul bordo di una scogliera, ma cosa possono fare? Protestare è perdere il lavoro in Eni e Snam che non hanno cultura di stoccaggi-pompaggi?.

Ecco perché sospetto che ci sia un sottile passaggio dal "*rinnovabile*" al bilanciamento gas invece che allo "*zero netto*". Ciò lo zero netto apre la porta ai pompaggi e nucleare, che è ovviamente – ed è stato identificato come tale decenni fa – gli unici generatori di energia primaria a basse emissioni di carbonio praticabile che abbiamo a disposizione. I pompaggi risolvono tutti i problemi, mentre

il nucleare non eliminerà la necessità di uno stoccaggio medio-corto, ma eliminerà la necessità di uno stoccaggio inferiore al secondo e di uno stoccaggio di più giorni o stagionale.

Ad ogni modo, la visione dell'archiviazione degli ingegneri è molto più articolata rispetto alla visione media universitaria. Vale a dire, lo spazio di archiviazione è disponibile in 4 categorie che soddisfano esigenze diverse

1. Sotto il secondo deposito. Questo ha a che fare in genere con condizioni di guasto in un generatore che scatta fuori linea o un elemento della rete va in cortocircuito. Deve mantenere alta la frequenza di rete e fornire energia istantaneamente. In un generatore termico, questa è l'energia cinetica nella massa rotante delle turbine e dei generatori. Su una rete rinnovabile devono essere pompaggi, batterie e inverter elettronici.
2. Memorizzazione al di sotto del minuto. Una volta che l'energia cinetica dei generatori si è abbassata o le batterie si sono scaricate, hai bisogno di qualcosa che possa entrare in linea *velocemente*. E avere *una* capacità *sufficiente* per mantenere a galla l'intera rete fino a quando la generazione ausiliaria non può essere collegata. Attualmente l'idro – pompato o meno – è l'unico vero candidato per questo e i 40 invasi di Cingolani sono non capire niente di ingegneria energetica
3. Riserve sub-ora. Ci vogliono in media un'ora o due per mettere in funzione una centrale termica già calda, o per avviare e portare a piena potenza un gruppo turbina a gas da freddo. In una rete convenzionale, abbiamo bisogno che l'idroelettrico sia in grado di far fronte a un sovraccarico della domanda almeno per quel tempo. In una rete completamente rinnovabile, tuttavia, i pompaggi risolvono il problema delle riserve suborarie.
4. Riserve a lungo termine. Nel caso, ad esempio, della domanda invernale complessiva, è necessario mettere in linea una capacità di generazione aggiuntiva. Il vecchio impianto termico inefficiente e in effetti il nuovo impianto inefficiente può essere reso pronto per essere generato ed essere online se è previsto uno scatto del freddo. In una rete completamente rinnovabile ci sono riserve a lungo termine con i pompaggi connessi tra loro come farebbe Caffese connettendo Po-Arno-Tevere sino allo Stretto e se fanno il Ponte sullo Stretto con un doppio tubo connette i pompaggi Calabria-Sicilia. Per la Sardegna esiste un progetto specifico.

E questo è il dilemma che devono affrontare gli ingegneri che cercano di costruire una rete "rinnovabile": l'idroelettrico esistente ha affrontato in una certa misura il caso 2, ma non il caso 1. Le batterie vengono lanciate alla rete per far fronte al caso 1.

Per quanto riguarda il caso 3 – riserve sufficienti di qualcosa per entrare in linea in meno di un paio d'ore e durare almeno un giorno – senza idroelettrico su larga scala si è "foxtrotted". È qui che le pozze di sale fuso e serbatoi di idrogeno (preferirei vivere all'interno della zona di esclusione di Chernobyl piuttosto che vicino a un giorno di città di idrogeno) vengono propagate come "la risposta".

Al momento esiste una soluzione "rinnovabile" praticabile per i vari casi solo con il pompaggio .
Oltre a costruire il doppio dei venti necessario in estate, per averne abbastanza in inverno.

Un esercizio enormemente costoso. Nota come tutti questi problemi scompaiono con una rete nucleare/idroelettrica in pompaggio.

L' accumulo di risposta sub-secondo è presente nelle turbine rotanti e nei generatori.

Il minuto secondario è soddisfatto con l'immagazzinaggio idro e pompato. Tutto ciò che deve fare è far fronte al picco della domanda per un'ora o due.

Sebbene non sia l'ideale, la risposta al di sotto dell'ora può essere ottenuta facendo funzionare (alcune) le centrali nucleari al di sotto della piena capacità per la maggior parte del tempo. Velocità di rotazione di circa il 10% della capacità nominale all'ora sono ottenibili in un tipico reattore, in completa sicurezza e senza effetti negativi. Anche la tecnologia che Bill Gates sta esaminando per l'utilizzo del metallo fuso come refrigerante primario consente di mantenere banchi di calore, ad esempio il sale fuso, che potrebbero fungere da fonti temporanee di energia in questo tipo di intervallo di tempo.

Riserve a lungo termine sono semplicemente i pompaggi, meglio di pile di barre di plutonio e uranio dentro o vicino a reattori che sono attualmente spenti: manutenzione necessaria e rifornimento programmato per l'estate, tutto pronto per l'inverno. Una volta presi in considerazione i costi *olistici* delle energie rinnovabili, la soluzione pompaggi e nucleare è semplicemente un gioco da ragazzi. E se non hai un impianto idroelettrico in loco, probabilmente scoprirai che la soluzione più economica è una prolunga collegata a qualcuno che ha.... Penso che un futuro senza combustibili fossili sia "più" che desiderabile dal punto di vista del cambiamento climatico" ma *inevitabile* dal punto di vista delle risorse in diminuzione. Penso che sia un peccato che l'avidità, la corruzione e la codardia politica abbiano impedito di affrontare il problema in modo diretto e le opzioni esaminate razionalmente - invece abbiamo quello che in Italia chiamiamo un "giusto pasticcio di merda" di soluzioni rinnovabili con bilanciamento gas che in realtà non funzionano di denaro pubblico con profitti che finiscono in poche tasche ben piazzate politicamente collegate. Tuttavia, al giorno d'oggi, l'idea dello idrogeno verde da pompaggi sembra godere di una rinascita, ma in termini di lobby e clamore circostante su giornali e TV vince, questa volta l'etichetta di "idrogeno blu". Questo è l'idrogeno che dovrebbe essere creato dai combustibili fossili, mentre il carbonio generato nel processo dovrebbe essere catturato e immagazzinato nel sottosuolo.

Chiaramente, è solo un trucco per consentire all'industria dei combustibili fossili e

gas di andare avanti ancora per un po'. E perché l'idrogeno "blu"? Ah... beh, questo è il miracolo dei nostri tempi: la propaganda. Così come possiamo avere "rivoluzioni colorate" , sembra che possiamo inventare "tecnologie colorate". Abbiamo anche "idrogeno verde" e "idrogeno grigio" e l'ultima moda sembra essere "cherosene verde". Karl Rove lo aveva capito così bene quando disse che " oggi giorno creiamo la nostra realtà " . È così potente che può far diventare blu idrogeno e [puoi leggere qui](#) come è stato compiuto questo miracolo. Ma sarà più difficile creare platino che non c'è. Nel frattempo, lo zombi idrogeno blu continua a marciare rovinando i nostri mari di Ravenna-Trieste e Monfalcone.

Il piano di stimolo post-pandemia italiano favorisce troppo i combustibili fossili e gas, con lenta transizione energetica e contro i pompaggi PHS energy power.



Centrale termoelettrica. Il Governo italiano e Cingolani invece di stoppare le centrali termoelettiche gas e termovalorizzatori con diossina cancro, vuol dare incentivi e permessi al gas e termovalorizzatori invece del plasma.

La rete internazionale REN 21 ha appena pubblicato il Renewables Global Status Report 2021 sui progressi delle energie rinnovabili nel mondo. Mostra che, nonostante una tendenza fondamentale verso lo sviluppo delle energie rinnovabili, il loro tasso di diffusione rimane insufficiente per raggiungere gli obiettivi climatici dell'Accordo di Parigi, a causa della mancanza di politiche

pubbliche e investimenti che promuovano realmente la transizione energetica verso un ambiente privo di carbonio mondo.

L'anno 2020 avrebbe potuto essere un punto di svolta. Le economie di tutto il mondo sono state duramente colpite dalla [pandemia di COVID-19](#) . La domanda di energia primaria è diminuita del 4% e le emissioni di CO2 di circa il 7%.

Ma anche con questo storico calo, i paesi del G20, i maggiori inquinatori del pianeta, hanno a malapena raggiunto o addirittura mancato i loro già poco ambiziosi obiettivi di energia rinnovabile.

Tuttavia, i vantaggi [delle energie rinnovabili](#) in termini di salute, clima e creazione di posti di lavoro sono indiscutibili. Il [rapporto globale sullo stato delle energie rinnovabili nel 2021](#) REN21 pubblicato oggi mostra che siamo lontani dal cambio di paradigma necessario per un futuro di energia pulita, più sana e più equa.

Infatti, la quota dei combustibili fossili nel mix energetico totale è alta come dieci anni fa (80,3% contro l'80,2% di oggi) e la quota delle energie rinnovabili è solo leggermente aumentata.

Nonostante lo storico calo del consumo di energia dello scorso anno, i cinque paesi del G20 che hanno preso impegni in materia di energie rinnovabili per il 2020 hanno faticato a raggiungere i loro obiettivi. Gli altri 15 semplicemente non avevano [1]. “ *Ci svegliamo nel vedere con amarezza che le promesse della politica climatica dell'ultimo decennio sono state per lo più parole vuote. La quota di combustibili fossili nel consumo finale di energia è appena diminuita* ” , afferma Rana Adib, direttore esecutivo di REN21. “ *Abbandonarli gradualmente e fare delle energie rinnovabili il nuovo standard sono quindi le misure più importanti che possiamo adottare* ” Eppure, il 2020 ha stabilito un nuovo record di capacità rinnovabile installata (soprattutto in Italia e Francia), con oltre 256 GW in tutto il mondo per un investimento di oltre 300 miliardi di dollari. Così, per il 6° anno consecutivo, le nuove capacità rinnovabili rappresentano oltre l'80% delle nuove capacità installate nel mondo per la produzione di energia elettrica .Con il 17% di energie rinnovabili nel suo consumo energetico finale totale nel 2020, la Francia non ha raggiunto l'obiettivo del 23%. Un altro obiettivo fissato in Francia dalla [Legge Energia-Clima](#) : 40% di energie rinnovabili nel mix elettrico nel 2030.

L'età d'oro del petrolio sta volgendo al termine, trainata da gigantesche scoperte di giacimenti e dal calo della domanda

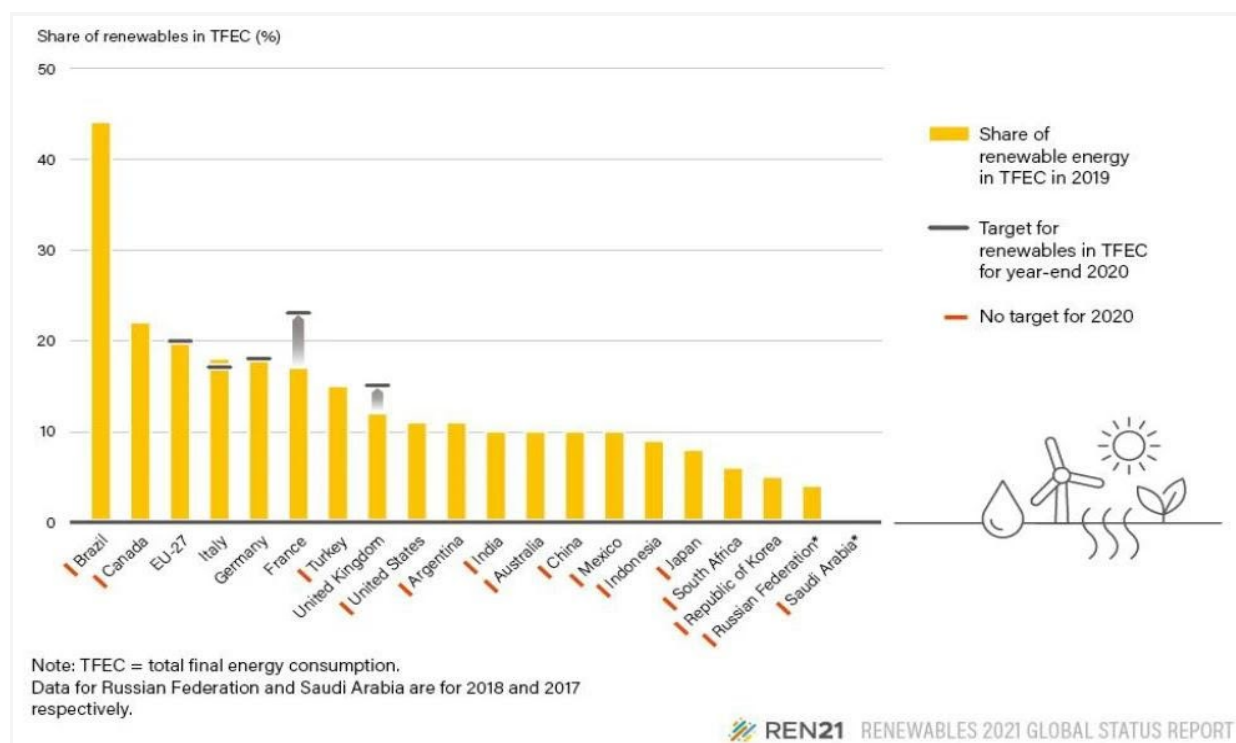
Il declino dell'industria nucleare

Le energie rinnovabili sono più dinamiche delle energie tradizionali

La produzione di elettricità rinnovabile copre quasi un quarto del consumo francese

In un numero crescente di regioni, comprese parti della Cina, dell'Unione Europea, dell'India e degli Stati Uniti, ora è più economico costruire nuovi impianti eolici o solari fotovoltaici piuttosto che far funzionare gli impianti esistenti a carbone. “ *Il passaggio alle energie rinnovabili sta accelerando perché redditizie e rispettose dell'ambiente. L'elettricità rinnovabile sta già creando milioni di posti di lavoro, facendo risparmiare denaro alle imprese e fornendo accesso all'energia a milioni di persone. Ma aziende e governi devono muoversi più velocemente, non solo per l'ambiente, ma anche per rimanere competitivi in un'economia del 21° secolo alimentata da energie rinnovabili* ”, sottolinea Sam Kimmins,

Infatti, nonostante questa tendenza strutturale, il ritmo di dispiegamento è lontano da quello raccomandato [dall'IRENA](#) (International Renewable Energy Agency) per raggiungere gli obiettivi climatici [dell'Accordo di Parigi](#) , e l'analisi dei piani di rilancio annunciati dai paesi del G20 mostra che solo il 7% degli importi annunciati sarebbe destinato alle energie rinnovabili, contro 6 volte di più a favore dei combustibili fossili ... Questi rimangono quindi predominanti con oltre l'80% dell'energia prodotta a livello mondiale da queste risorse finite - come 10 anni fa - e più di 500 miliardi di dollari in sussidi.



Quota di energie rinnovabili nel 2019 e obiettivi fissati dai paesi del G20 per il 2020 nel consumo finale di energia

REN 21 - Licenza: DR

I pacchetti di stimolo stanno riversando denaro in un'economia marrone nonostante i benefici delle energie rinnovabili. Il rapporto evidenzia l'ondata di forti impegni assunti nel 2020 nella lotta alla crisi climatica. Questa ondata include gli obiettivi di neutralità carbonica di Cina, Giappone e Corea del Sud. Questi impegni, uniti agli annunci di finanziamenti per la ripresa dell'economia verde - portando la spesa pubblica a livelli superiori a quelli del Piano Marshall nel secondo dopoguerra - avrebbero dovuto rendere il 2020 l'anno della ripresa globale in termini di economia climatica e di energie rinnovabili. Ma invece di avviare questa trasformazione, i piani di stimolo stanziavano sei volte più investimenti nei combustibili fossili rispetto a...

Il rapporto di quest'anno solleva una domanda fondamentale: cosa impedisce al mondo di utilizzare la crisi COVID come un'opportunità di trasformazione? Secondo il dott. Stephan Singer, consulente senior presso CAN International, "La dura lezione da trarre dalla pandemia è che, sfortunatamente, la maggior parte dei governi non è riuscita a cogliere questa opportunità unica per limitare ulteriormente l'inquinamento da carbonio e spezzare la resistenza delle società storiche di combustibili fossili. Ciò che conta per loro è il profitto delle multinazionali, non il clima o la salute degli individui." *Appunti*

1. 15 paesi del G20 non hanno obiettivi di energia rinnovabile nel consumo energetico finale totale, che include tutti i tipi di usi e settori (elettricità, trasporti, riscaldamento, raffreddamento, industria).

la proposta Caffese dei contratti di carbonio per differenza per supportare l'industria, ma sia chiaro si devono costruire i pompaggi per 3.000 TWh.

La candidata alla cancelliera del Partito Verde tedesco, Annalena Baerbock, ha perfezionato la proposta del suo partito di introdurre i cosiddetti Carbon Contracts for Difference (CCfD) per aiutare le aziende industriali a passare a una produzione rispettosa del clima. Questi contratti sarebbero l'elemento chiave di un "patto tra industria e politica", scrive Baerbock [in un position paper](#). "In futuro, non sarà sufficiente 'solo' sviluppare le migliori auto, le migliori centrali elettriche o i migliori robot in senso tradizionale", scrive. "Al centro delle invenzioni, i nuovi prodotti e servizi sono il loro contributo alla percorso verso la neutralità climatica". Il partito ha già inserito l'appello per i CCfD nel suo programma elettorale, [deciso la scorsa settimana](#). I CCfD hanno lo scopo di fornire alle aziende, in particolare a quelle nei settori ad alta intensità di CO2 come metalli, prodotti chimici o materiali da costruzione, la sicurezza di pianificazione di cui hanno bisogno per passare alla produzione a [impatto zero](#). Lo Stato stipulerebbe contratti a lungo termine di 15-20 anni, scrive Baerbock, in cui promette alle aziende di sostenere i costi aggiuntivi della riduzione delle emissioni di CO2 che superano il livello del prezzo attuale per le quote di CO2 nello scambio di emissioni dell'UE (EU ETS). I CCfD pagano la differenza tra il prezzo delle quote di emissione nell'ETSe il prezzo del contratto, garantendo così di fatto un prezzo del carbonio garantito per il progetto. In cambio di questa assicurazione, gli investitori sono responsabili del pagamento se il prezzo del carbonio supera il prezzo di esercizio del contratto. Come tutti sappiamo, il compito più importante che attualmente il mondo deve affrontare è l'eliminazione delle emissioni di carbonio dal consumo di energia al fine di salvare il pianeta dalla crisi

esistenziale dello sconvolgimento climatico. Il mondo ha effettivamente iniziato questo compito negli anni '80 e '90, con la creazione dell'IPCC (1988), l'emissione del Primo (1990) e del Secondo (1996) Rapporto di valutazione dell'IPCC sul clima e la **firma del Protocollo di Kyoto (1997)** per la riduzione delle emissioni. E poi dopo il 2000 le cose hanno cominciato a farsi davvero serie. Nel 2005 è entrato ufficialmente in vigore il Protocollo di Kyoto. Era il **giugno 2008 quando Barack Obama promise** (nel suo discorso di accettazione della nomina a Presidente del Partito Democratico) che quello sarebbe stato *"il momento in cui l'innalzamento degli oceani cominciava a rallentare e il nostro pianeta cominciava a guarire..."*). Due anni dopo, **nel 2010, la Germania ha adottato una normativa che formalizza il suo programma Energiewende** sostituire i combustibili fossili con "rinnovabili". Quindi, ad oggi, gli Stati Uniti e l'Europa hanno lavorato duramente per oltre un decennio sul vero obiettivo di sbarazzarsi dei combustibili fossili e sostituirli con "rinnovabili" come l'energia eolica e solare. È tempo di una Report Card su come stanno andando le cose. Fortunatamente esiste un'organizzazione chiamata **REN21: Renewables Now** che si **occupa** di tracciare e riportare i progressi nella conversione del consumo energetico mondiale alle energie rinnovabili. Questa organizzazione ha appena (15 giugno) pubblicato quello che chiama il suo **Renewables Global Status Report** . Il capitolo 1 del Rapporto, la **Panoramica globale, è disponibile qui** . Questo Rapporto fa il duro lavoro di aggregare il consumo energetico globale da tutte le fonti per darci un quadro generale

- *L'energia [R]enewable ha visto un aumento record di nuova capacità energetica nel 2020 a livello globale ed è stata l'unica fonte di generazione di elettricità a registrare un aumento netto della capacità totale.*
- *L'energia rinnovabile ha raggiunto la sua quota più alta registrata nel mix elettrico globale nel 2020 - circa il 29% - grazie in gran parte ai bassi costi operativi e all'accesso preferenziale alle reti elettriche durante i periodi di bassa domanda di elettricità.*
- *[Più di 256 gigawatt (GW) di capacità di energia rinnovabile sono stati aggiunti a livello globale durante l'anno, superando il record precedente di quasi il 30%.*
- *I costi di produzione di elettricità da energia eolica e solare sono diminuiti notevolmente negli ultimi anni. Nel 2020, il costo globale medio ponderato dell'elettricità da fotovoltaico solare (FV) su scala industriale è diminuito dell'85% dal 2010, mentre i costi dell'energia eolica onshore sono diminuiti del 56% nello stesso periodo. . . . Questi cali indicano che per la maggior parte della popolazione*

mondiale, la produzione di elettricità da nuove fonti rinnovabili è più conveniente rispetto alle nuove centrali elettriche a carbone.

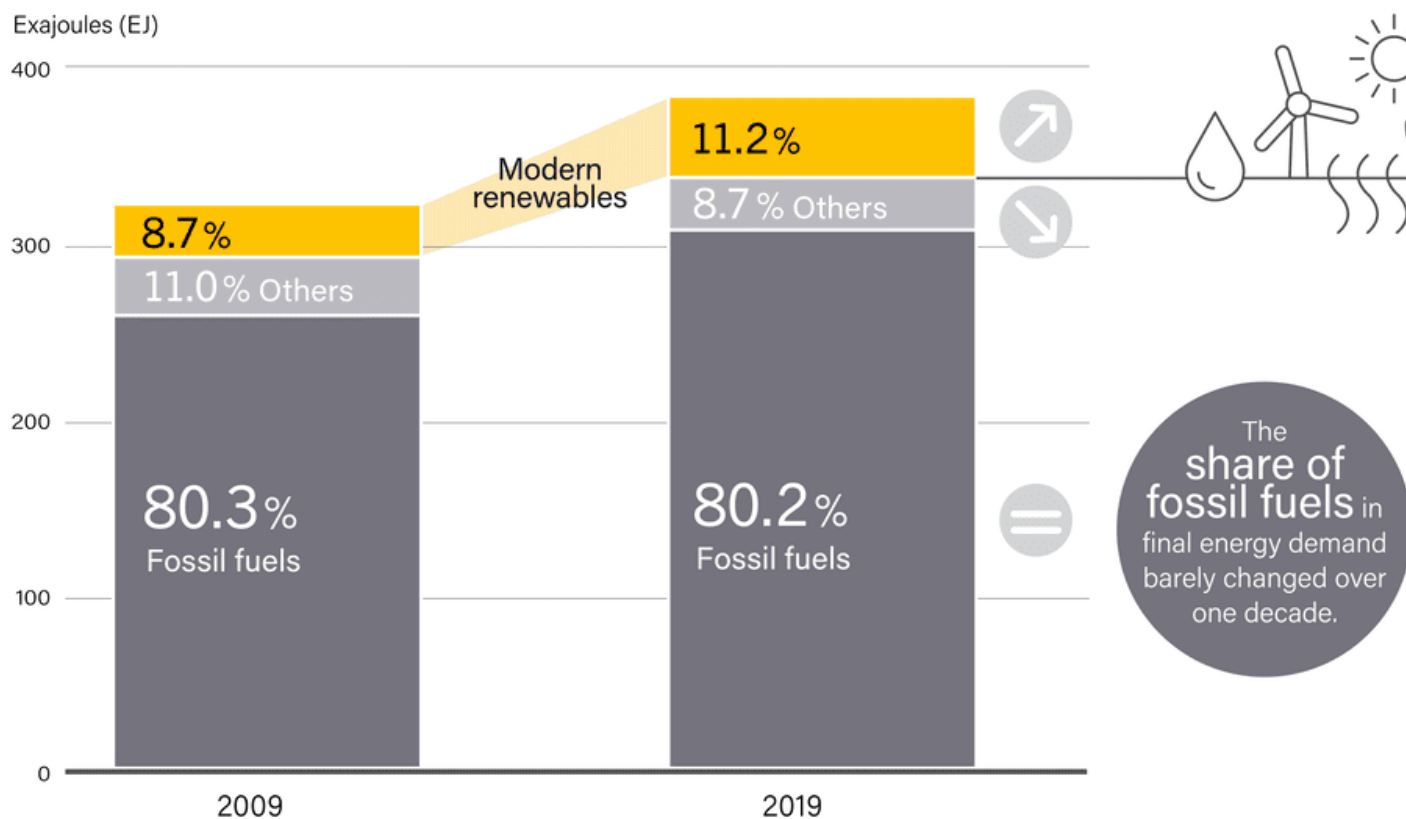
Wow, suona alla grande. Sicuramente quindi, i combustibili fossili malvagi sono sulla buona strada per l'oblio. In realtà, non tanto. Innanzitutto, ecco un esempio di alcuni degli ostacoli che non sembreranno scomparire:

- *"[l]l'innovazione è ancora necessaria per consentire l'adozione diffusa delle energie rinnovabili in settori più difficili da decarbonizzare, come i processi industriali ad alta intensità energetica e i trasporti a lungo raggio". La frase "l'innovazione è ancora necessaria" significa che ad oggi nessuno ha la più pallida idea di come dovrebbe essere fatto. Acciaierie, autotreni e aeroplani alimentati da pannelli solari? Non sta succedendo.*
- *"Un altro motivo chiave per la bassa penetrazione delle energie rinnovabili è la persistente mancanza di politiche di sostegno e di applicazione delle politiche, in particolare nei settori dei trasporti e del riscaldamento e del raffreddamento. . . . Gli obiettivi sono stati inoltre raggiunti e fissati più spesso per il settore energetico che per il riscaldamento e il raffreddamento o i trasporti". Penso che queste persone credano davvero che se i governi faranno la cosa giusta e richiederanno agli aeroplani di funzionare con pannelli solari, allora accadrà prontamente. Per quanto riguarda la richiesta alle persone di rinunciare al gas naturale per il riscaldamento domestico e per cucinare, uno sforzo nel Regno Unito per ordinare che è **stato annullato in meno di 24 ore** dopo il contraccollo pubblico.*
- *In molti paesi sono proseguiti gli investimenti nella nuova produzione di combustibili fossili e nelle relative infrastrutture. Sebbene alcuni paesi stessero eliminando gradualmente il carbone, altri hanno investito in nuove centrali elettriche a carbone, sia a livello nazionale che all'estero. . . . Alla fine dell'anno un forte aumento della nuova capacità di carbone in Cina ha compensato i pensionamenti globali, determinando il primo aumento annuale della capacità globale di carbone dal 2015. In linea con gli anni passati, le finanze pubbliche cinesi hanno finanziato di gran lunga la più grande quantità di carbone capacità in altri Paesi, seguiti dai finanziamenti di Giappone, Repubblica di Corea, Francia, Germania e India, quasi tutti diretti ai Paesi in via di sviluppo ed emergenti.*

E questo è solo un esempio di ciò che stava accadendo nel 2020. Il Rapporto contiene quindi questo riepilogo degli sviluppi in quello che chiamano Consumo energetico finale totale nel periodo di dieci anni 2009-2019:



Estimated Renewable Share of Total Final Energy Consumption 2009 and 2019



Note: Totals may not add up due to rounding. This figure shows a comparison between two years across a 10-year span. The result of the economic recession in 2008 may have temporarily lowered the share of fossil fuels in total final energy consumption in 2009. The share in 2008 was 80.7%.

Source: Based on IEA data.

Wind/solar/biomass/
geothermal/ocean power

2.4%

3.6%
Hydropower

4.2%
Biomass/solar/
geothermal heat

2019
Modern
renewables
11.2%



REN21 RENEWABLES 2021 GLOBAL STATUS REPORT

Whoa! In quel decennio i combustibili fossili sono scesi dall'80,3% all'80,2% del TFEC. La quota di quelle che chiamano "rinnovabili moderne" (eolico, solare, biomassa (cioè trucioli di legno), geotermia, energia oceanica, energia idroelettrica) è salita marginalmente dall'8,7% all'11,2% del TFEC, ma sembra che sia stata principalmente a scapito delle

appena menzionate "rinnovabili non moderne", presumibilmente per lo più sterco animale. Mentre la quota di combustibili fossili sul totale è diminuita, è stata quasi impercettibile dello 0,1%. E nel frattempo, dal momento che il mondo in via di sviluppo sta per entrare rapidamente a far parte della moderna economia basata sull'energia, la quantità totale di combustibili fossili consumati è aumentata drasticamente, da circa 260 Exajoule nel 2009 a circa 310 Exajoule nel 2019. Questo è un *aumentodi* quasi il 20% nel decennio in cui pensavo che avremmo dovuto ridurre rapidamente l'utilizzo e in effetti impostare il mondo sulla strada della totale eliminazione di queste cose. Reuters ha trattato il rapporto REN21 il 14 giugno, in un pezzo intitolato **"Uso globale di combustibili fossili simile a dieci anni fa nel mix energetico, afferma il rapporto"**. Citano Rana Adib, direttore esecutivo di REN21: *"Ci stiamo svegliando con l'amara realtà che la politica climatica promette negli ultimi dieci anni sono state per lo più parole vuote"*, ha affermato Rana Adib, direttore esecutivo di REN21. *"La quota di combustibili fossili nel consumo finale di energia non si è spostata di un pollice"*, ha aggiunto. Ho una notizia per Rana: l'eliminazione dei combustibili fossili, e persino la riduzione del loro uso, non avverrà. I combustibili fossili sono economici e funzionano. La tua affermazione che *"la produzione di elettricità da nuove rinnovabili è più conveniente che da nuove centrali a carbone"* è solo un autoinganno derivante dall'ignorare gli enormi costi imposti dall'intermittenza delle rinnovabili. Nessuno comprerà queste rinnovabili se non ricevendo enormi sussidi governativi. **Secondo America's Power** (associazione di categoria per l'industria del carbone) gli Stati Uniti da soli hanno speso circa 82 miliardi di dollari nel solo periodo 2010-18 per sovvenzionare le energie rinnovabili, e tutto questo ha a malapena spostato l'ago.

Il monitoraggio EEA sulla qualità dell'aria in Europa

Solo 127 delle 323 città europee analizzate ha valori accettabili di polveri sottili. Più della metà dei centri urbani sfiora i parametri consigliati dall'Organizzazione mondiale della sanità per i PM2.5. L'Italia non se la passa molto bene a qualità dell'aria. Tra le migliori c'è Sassari, che si posiziona al 14 posto assoluto. Fanalini di coda Vicenza e Cremona, rispettivamente a 320° e 322° posto, tra le peggiori di tutta Europa. La fotografia scattata dall'EEA, l'Agenzia europea per l'ambiente, parla di un continente che fatica a ottenere miglioramenti sulla qualità dell'aria soprattutto nelle regioni storicamente più indietro. L'est Europa, dove si concentra un settore energetico particolarmente legato alle fossili (soprattutto carbone) e industrie pesanti non all'avanguardia, registra la concentrazione maggiore di città nella parte bassa della classifica. **Mezzo milione di morti in Europa, ecco il costo della scarsa qualità dell'aria.** E come spesso accade, anche la pianura padana – un po' per ragioni legate alla sua storia industriale, un po' a causa della geografia infelice per la circolazione dell'aria –

finisce regolarmente punita da questi monitoraggi. Monitoraggi che si basano su una rete di 400 stazioni di rilevamento sparse per tutto il continente e misurano i livelli di PM2.5 medi. In questo caso, si tratta di una media tra le rilevazioni del 2019 e quelle del 2020. I dati vengono poi ripartiti in categorie che fanno riferimento ai valori-soglia dell'Oms e dell'UE. La prima giudica buona la qualità dell'aria quando le polveri sottili sono inferiori a 10 µg/m³, mentre Bruxelles fissa il limite da non superare a 25 µg/m³. L'aspetto che sottolinea l'EEA è che gli sforamenti e le scarse performance delle città europee si sono ripetuti anche con il lockdown di mezzo. La pandemia non ha influito positivamente sulla qualità dell'aria, al massimo è stata una breve oscillazione nella curva dell'inquinamento atmosferico. Il Covid-19 ha avuto invece effetti notevoli sui livelli di NOx, strettamente correlati al traffico veicolare. Mentre le polveri sottili derivano anche, ad esempio, dal riscaldamento domestico.

In Europa oltre 600mila morti per inquinamento ambientale Tutti i dati relativi alla qualità dell'aria delle città europee sono resi disponibili dall'EEA con una semplice mappa interattiva ([disponibile qui](#)). Commenta Hans Bruyninckx, direttore esecutivo dell'EEA: *"Sebbene la qualità dell'aria sia notevolmente migliorata negli ultimi anni, l'inquinamento atmosferico rimane ostinatamente elevato in molte città in tutta Europa. Questo visualizzatore della qualità dell'aria della città consente ai cittadini di vedere da soli in un modo facile da usare come sta andando la loro città rispetto ad altri sull'inquinamento atmosferico. Fornisce informazioni concrete e locali che possono responsabilizzare i cittadini nei confronti delle loro autorità locali per affrontare i problemi"*. Molte le città italiane inserite in classifica, circa 50. Di queste solo 6 sono catalogate con una buona qualità dell'aria: Sassari, Genova, Livorno, Salerno, Savona, Catanzaro. Tutte le altre sono nella seconda metà della classifica, dalla posizione 148° in giù. Nella parte più bassa della lista sono ben 9 quelle oltre la soglia dei 20 µg/m³ e quindi con qualità scarsa o molto scarsa: Milano, Treviso, Bergamo, Piacenza, Venezia, Pavia, Brescia, e le già citate Vicenza e Cremona. Secondo dati EEA, l'inquinamento atmosferico causa quasi 500mila morti premature in tutta Europa. L'Italia è regolarmente tra i paesi con le performance peggiori, a partire da quelle relative ai livelli di PM2.5.

GSE ITALIA CONTRO I POMPAGGI. L'ottimismo di Roberto Moneta A.D GSE non è confortato da cifre e prospettive. Ragiona business as usual ed in termini di fossile gas, dato che manca lo slancio verso le rinnovabili e non cita mai, forse deliberatamente, i pompaggi.

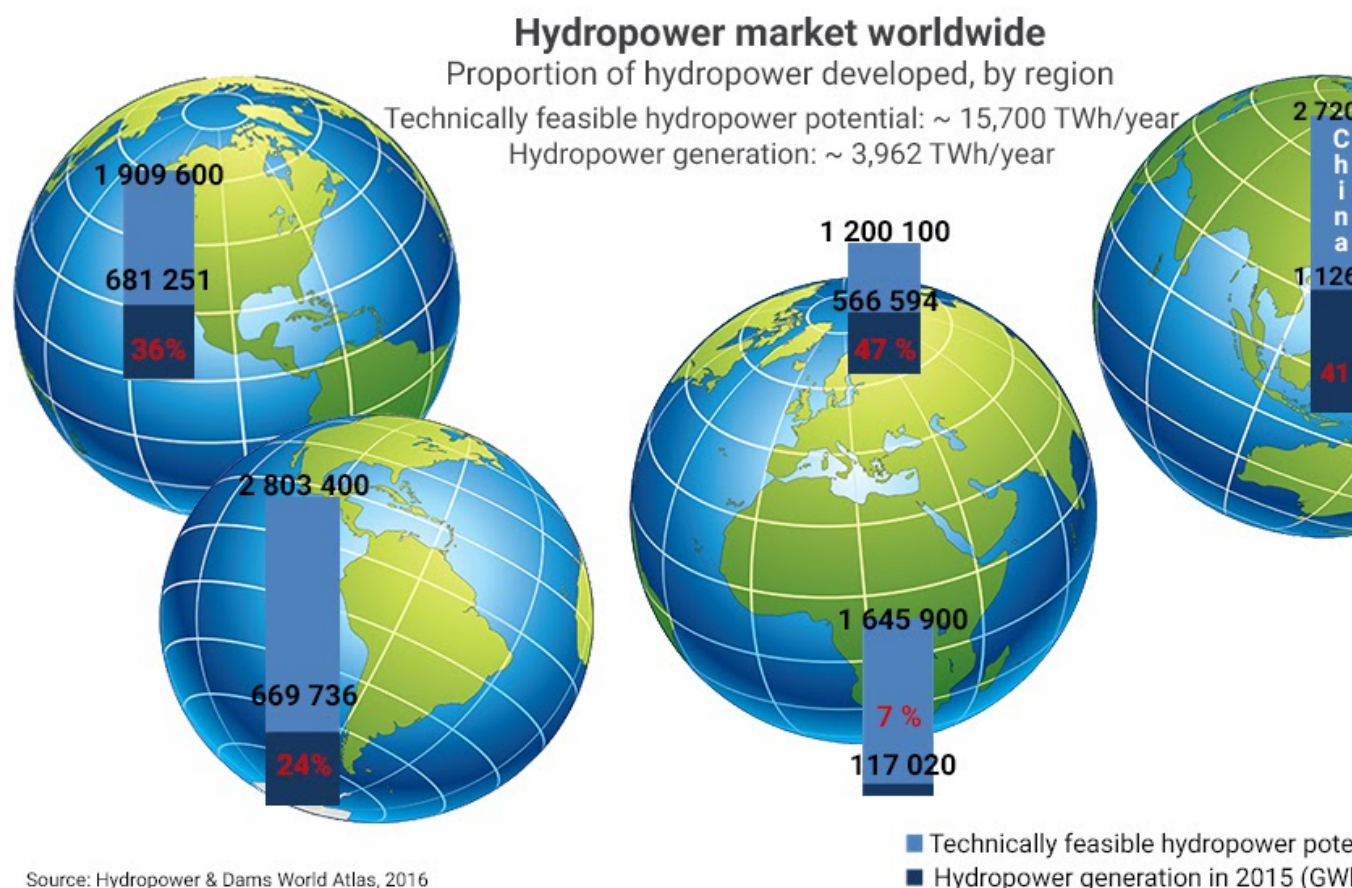
1. Contestiamo l'affermazione poco veritiera "Mantenendo indiscutibile la trasparenza, da sempre priorità del GSE e citata come principio aureo dal PNIEC, siamo stati impegnati nel supportare gli investimenti e nell'affiancamento a cittadini, professionisti, imprese ed enti locali, in favore di

rinnovabili ed efficientamento energetico, in modo sempre più proattivo semplificando gli strumenti già disponibili e creandone di nuovi. 2. Le contestiamo i recenti blackout a Milano e Lombardia, nonché Roma che sono il simbolo di una classe energetica poco preparata sui picchi. 3. Le contestiamo la frase "Consci che gli obiettivi al 2020 sono stati raggiunti con congruo anticipo, guardiamo con fiducia al proseguimento di questa fase di transizione energetica, nel solco del PNIEC e del PNRR, per giungere davvero alla completa decarbonizzazione nel 2050". Gli obiettivi di 20 % Rinnovabili sono ridicoli ed il Pniec che non è cambiato per volontà fossile-gas deve passare da 32% rinnovabili a 55% ma i tedeschi lo portano al 65% e noi italiani siamo pronti con i pompaggi a 100% nel 2030 e non nel 2050. Se GSE ragiona a 55% 2050 si devono dimettere. 4. L'ottimismo GSE sui consumi non è condiviso da nessuno in Italia se non dai fossili pronti a coprire i picchi con il gas. Non condividiamo "Intanto i consumi da fonti rinnovabili nel 2020 sembrano essersi attestati sui 21,5 Mtep, ben al di sopra di quanto preventivato. In tema di rinnovabili elettriche, i dati preliminari disponibili inducono a stimare che nel 2020 sia entrata in esercizio una potenza incrementale di 900 MW; per le rinnovabili termiche, le stime indicano consumi intorno a 10,1 Mtep (lievemente inferiori all'anno precedente). Leggero incremento invece nel consumo di biocarburanti per quanto riguarda le rinnovabili nei trasporti. Nell'anno 2020 le attività del GSE hanno attivato 2,2 miliardi di nuovi investimenti, l'energia rinnovabile e i risparmi energetici incentivati hanno evitato l'emissione in atmosfera di 42 mln di tonnellate di CO₂ e il consumo di 109 mln di barili di petrolio. Importante il dato correlato dell'occupazione, per cui si stimano 51.000 unità di lavoro annuali legate alle iniziative pubbliche e private che hanno usufruito degli incentivi del GSE, a dimostrare ancora una volta che per muovere l'economia si possono percorrere strade virtuose e innovative. Questo singolare anno ci ha reso ancora più consapevoli dell'importanza dell'interconnessione tra il nostro lavoro e il territorio, del valore sociale di chi lavora nella Pubblica Amministrazione, confermando che la nostra missione per la sostenibilità significa crescita, progresso e civiltà, per uno sviluppo equo e a misura d'uomo, che oggi più che mai sappiamo essere possibile". 5. Dai dati previsivi Terna il consumo varia da 300-400 TWh ed è sbagliato perché troppo basso e significa non saper elettrizzare l'industria ed i trasporti. 5.0. Noi abbiamo previsto 960 TWh in 9 anni. 2030 con 3.000 TWh di pompaggi di cui 960 TWh vanno in rete e 2040 TWh in conversione chimica verde-idrogeno verde e gas verde, nonché ammoniaca verde e fertilizzanti verdi. 6. Se il GSE non condivide la strategia tedesca cambiata solo da Caffe se mettendo pompaggi e non solo vento e solare come i tedeschi, il vertice GSE non risponde più a caratteri obiettivi e parteggia per il gas fossile, forse non sapendo che da 1040 TWh elettrici dai pompaggi, ricaviamo 100 miliardi di m³ di gas verde o metano sintetico usando il power to gas. 7. Per l'idrogeno verde abbiamo una disponibilità di 700 TWh da usare in elettrificazione. 8. Noi abbiamo presentato il progetto Po ed il Progetto Comunità Valtellina ciascuno da 1500 TWh per un totale di 3.000 TWh, oltre a 20 progetti Regionali (solo il PO considera 10 Regioni) e progetti separati per Sicilia e Sardegna dove usiamo anche pompaggi di mare. 9. Questo è il confronto che apriamo con il Governo-Commissione Europea e GSE ma se non si discute mai di pompaggi, chiediamo le pronte dimissioni di chi ostacola i TWh pompaggi, il passaggio a chimica verde ed il concetto condiviso in tutto il mondo (dai tedeschi, americani e cinesi) che il sostituto del petrolio e del gas come materia prima è l'elettricità e lo storage delle rinnovabili che si attua o con pompaggi o con nucleare (ma i progetti del reattore di IV LFR furono bocciati). Inoltre produciamo syngas da plasma rifiuti e biomasse, levando tutte le discariche in 10 anni. Il plasma waste produce sia TWh elettrici che syngas, il quale depurato è biometano. Il plasma da noi usato è senza diossina mentre i termovalorizzatori che producono TWh ma non syngas, hanno sempre diossina cancro. Ridurre la diossina costa il doppio. In Italia ci sono pochi studi sul plasma waste se non i nostri e noi ci atteniamo a standard mondiali come la California che vieta gli inceneritori per cancro e sull'energia la produce o con pompaggi o nucleare.

Grandi nuove

installazioni. Forte crescita in tutto il

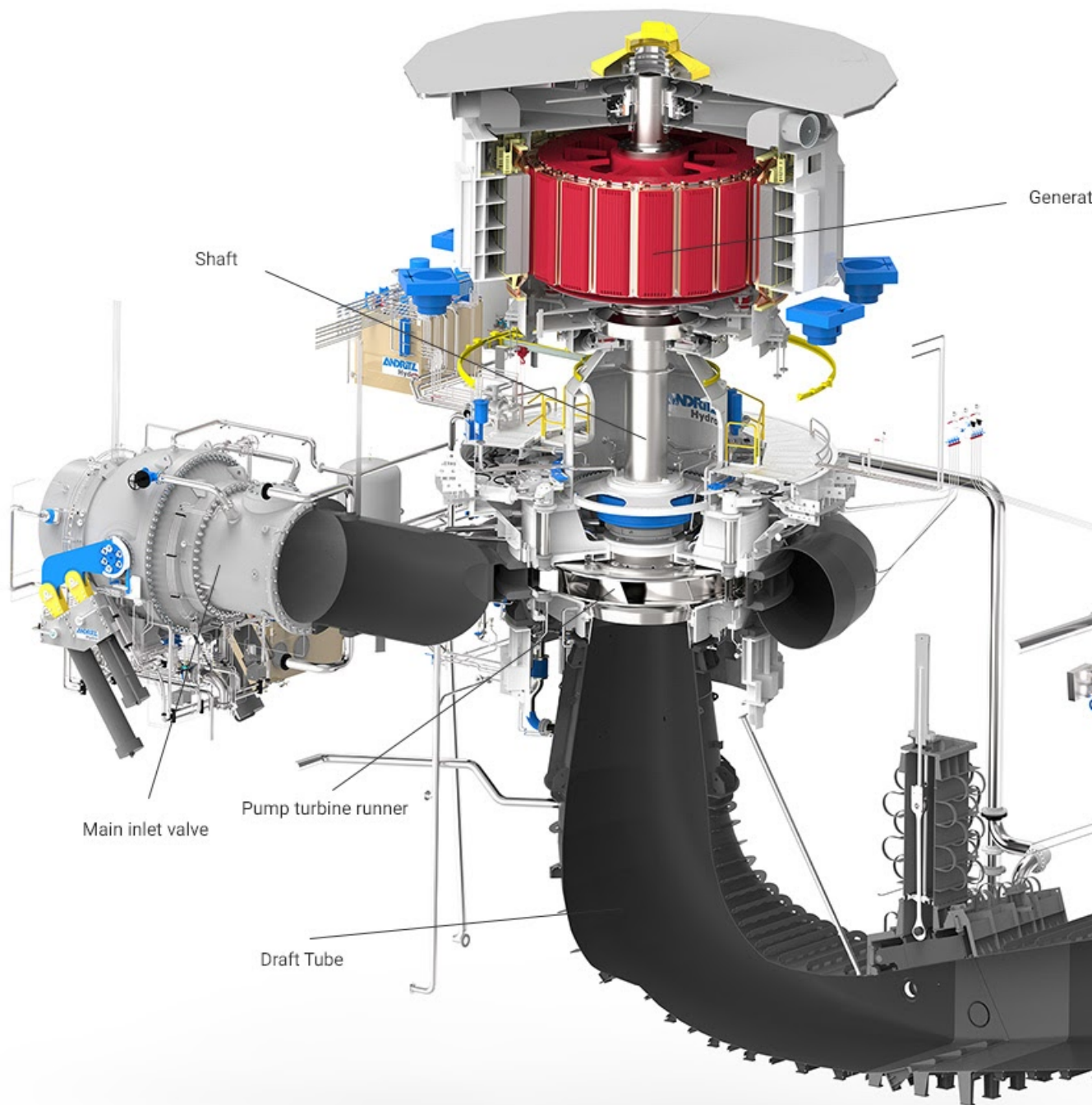
mondo. Persone in tutto il mondo stanno lavorando per sfruttare il potenziale dell'energia idroelettrica (che è incredibile 16.000 TWh all'anno) costruendo nuove centrali idroelettriche. In particolare nelle regioni in cui la domanda di energia aumenterà notevolmente nei prossimi anni, come in Asia, Sud America e Africa.



La Divisione “Large Hydro” è un fornitore globale di apparecchiature e servizi elettromeccanici chiavi in mano per l'installazione di nuovi grandi impianti idroelettrici (“water to wire”) e componenti, compresa

l'installazione oltre la gamma idroelettrica compatta. Large PHS

Hydro – Partner competente per i tuoi progetti La costruzione di una nuova centrale idroelettrica è un investimento ad alto valore patrimoniale. Con Pompaggi Hydro il tuo investimento è sicuro e beneficia della nostra esperienza a lungo termine e della nostra spinta innovativa. L'azienda si concentra sulla capacità di fornire ai clienti soluzioni complete, dalla pianificazione del progetto alla progettazione, ingegneria, test dei modelli, gestione dei progetti, acquisti, produzione, servizi in loco e formazione per la gamma completa di attrezzature e servizi. Sia che il tuo progetto idroelettrico sia uno sviluppo "green field", un'estensione o una modifica di strutture esistenti, Pompaggi Hydro ha il know-how per garantire che i tuoi obiettivi e requisiti particolari siano raggiunti in tempo e nel rispetto del budget.



Schema di un grande impianto idroelettrico - Vianden, Lussemburgo L'energia "verde" prodotta è la chiave per una fonte di energia pulita e rinnovabile per le generazioni a venire, in perfetta armonia con il solare, l'eolico e altre soluzioni rigenerative, per il bene dell'ambiente nel suo insieme. Lo stoccaggio dell'energia nei periodi non di punta e le attività di regolazione della rete diventano sempre più

importanti. In qualità di uno dei principali fornitori di tecnologia di accumulo con pompaggio acqua-cavo, abbiamo seguito queste tendenze e abbiamo le soluzioni per impianti di accumulo con pompaggio fino alle prevalenze più elevate e per la tecnologia a velocità fissa o variabile. Le soluzioni su misura di **Pompaggi Hydro** si adattano perfettamente ai tuoi specifici cicli di produzione di energia e alle esigenze del mercato. **Calcestruzzo per infrastrutture ITALIA. I ricercatori del Worcester Polytechnic Institute (WPI) hanno sviluppato un nuovo calcestruzzo autorigenerante** che potrebbe moltiplicare la durata della vita delle strutture e ridurre le emissioni di CO₂. *La maggior parte delle infrastrutture è composta da cemento, e infatti, nelle sue molteplici forme, è il materiale più utilizzato al mondo. Tuttavia, l'uso del calcestruzzo ha un costo ambientale. Sebbene la produzione di materiali in calcestruzzo non produca di per sé un grande volume di emissioni di carbonio, il suo volume è responsabile di quasi l'8% delle emissioni globali di carbonio prodotte dall'uomo e del 3% della domanda globale di energia. Pertanto, la guarigione piuttosto che la sostituzione del calcestruzzo offre un vantaggio significativo per l'ambiente. Qui presentiamo un nuovo paradigma introducendo un nuovo meccanismo per guarire naturalmente la pasta di cemento che la consuma attivamente anziché generarla.* Ciò eliminerà la necessità di costose riparazioni o sostituzioni. Il lavoro, pubblicato sulla rivista peer-reviewed *Applied Materials Today*, utilizza un enzima che reagisce automaticamente con l'anidride carbonica atmosferica (CO₂) per creare cristalli di carbonato di calcio, che imitano il cemento in struttura, resistenza e altre proprietà e possono riempire le crepe prima causano problemi strutturali. "Abbiamo guardato alla natura per trovare ciò che innesca il trasferimento di CO₂ più veloce, e questo è l'enzima CA", ha detto Rahbar, che da cinque anni si occupa di calcestruzzo autorigenerante. "Dal momento che gli enzimi nel nostro corpo reagiscono in modo sorprendentemente rapido, possono essere utilizzati come meccanismo efficiente per riparare e rafforzare le strutture in calcestruzzo". Il processo, brevettato da Rahbar, può guarire crepe millimetriche in 24 ore. La fragilità intrinseca del calcestruzzo porta a danni attraverso diversi meccanismi come i cicli di gelo-disgelo pervasivi nel nostro ambiente. Gli attuali processi di riparazione per calcestruzzo fessurato e danneggiato si basano sulla corrispondenza di materiali dissimili, come il CSH inorganico del calcestruzzo con epossidici derivati dal petrolio organico. Il successo della riparazione del calcestruzzo mediante i processi di rattoppatura e rifacimento della superficie si basa sulla rimozione del materiale danneggiato, che può causare ulteriori danni. Universalmente, il ripristino del calcestruzzo con materiali non corrispondenti crea ulteriori difetti nelle riparazioni,

compromettendo il processo. Il processo di riparazione può assumere diverse forme, ma il primo passo generale è quello di scheggiare fino a quando rimane solo cemento sano, spesso esponendo la barra d'acciaio di rinforzo. Uno studio ha rilevato che solo il 50% circa delle riparazioni è durevole mentre circa il 25% fallisce. Inoltre, solo dopo 5-7 anni, la maggior parte delle riparazioni fallì. I principali meccanismi di rottura qui sono la rottura del legame tra i materiali a causa di attacchi chimici, fluttuazioni termiche e preparazione o applicazione inadeguata.
Applied Materials Today – Un materiale cementizio enzimatico autorigenerante-In evidenza

- **Ispirato al processo estremamente efficiente di trasporto della CO₂ nelle cellule, viene proposto un meccanismo di guarigione autoattivato per una matrice cementizia utilizzando l'enzima Anidrasi Carbonica (CA).**

- **L'enzima CA, una proteina, è qui usato come catalizzatore; quindi non viene consumato nel processo.**

- **La velocità di precipitazione dei cristalli nel meccanismo enzimatico proposto può essere fino a quattro ordini di grandezza superiore al calcestruzzo batterico.**

- **Rispetto al calcestruzzo batterico il processo è del tutto sicuro e inodore. Rimuove l'uso di batteri/microbi nelle infrastrutture civili.**

- **Le dimensioni della fessura guarita (maggiori di 1 mm) sono significativamente maggiori rispetto al calcestruzzo batterico, a causa della maggiore velocità di precipitazione dei cristalli.**
Estratto.
Il calcestruzzo è il materiale più utilizzato al mondo ed è responsabile dell'8% delle emissioni globali di carbonio. È intrinsecamente fragile e richiede frequenti riparazioni o sostituzioni, che sono costose e generano grandi volumi di CO₂. Gli attuali metodi di riparazione con agenti come

malte ed epossidici risultano in strutture con resistenza e resilienza ridotte a causa del disallineamento del materiale, pertanto è necessaria una pasta di cemento autorigenerante (matrice principale del calcestruzzo) per superare questo problema. Il principale meccanismo di autoguarigione si basa sull'uso di batteri e microbi, che sono lenti e hanno applicazioni limitate, oltre a effetti sulla salute sconosciuti. Ispirato dal processo estremamente efficiente di trasferimento di CO₂ nelle cellule biologiche, questo studio introduce un metodo per sviluppare un meccanismo di autorigenerazione in una matrice cementizia utilizzando tracce dell'enzima Anidrasi Carbonica (CA). Il CA catalizza la reazione tra gli ioni Ca²⁺ e la CO₂ atmosferica per creare cristalli di carbonato di calcio con proprietà termomeccaniche simili a quelle della matrice cementizia. Il tasso di crescita dei cristalli che utilizza questo metodo è ordini di grandezza più veloce ed efficiente rispetto ai metodi batterici, con conseguente guarigione di grandi difetti su scale temporali di ordini di grandezza più brevi. Questo metodo è in grado di autoriparare campioni con difetti su scala millimetrica entro 24 ore ed è significativamente più veloce di tutti i metodi attuali che richiedono un minimo di 28 giorni per il recupero della resistenza delle crepe su microscala. Questo metodo economico è biologicamente sicuro, consuma attivamente CO₂ ed evita l'uso di reagenti

non salutari. **La Cina ha rappresentato il 78% dei nuovi impianti idroelettrici di pompaggio del mondo.**

Lo sviluppo di PSH è guidato dalla crescente esigenza della Cina di flessibilità del sistema energetico. La Cina ha superato il Giappone diventando il paese con l'energia idroelettrica di stoccaggio più pompata (PSH) dopo aver raggiunto 29 GW di capacità cumulativa, ha rivelato l'Agenzia internazionale per l'energia (IEA). Ha rappresentato il 78% o 2 GW delle unità di nuova messa in servizio. Secondo un'analisi, la Cina è destinata a continuare la sua crescita e potrebbe installare 18 GW nei prossimi cinque anni per raggiungere l'obiettivo del 13° piano quinquennale (FYP) di 20 GW entro il 2020. "Il principale motore per lo sviluppo di PSH in Cina è l'aumento necessità di flessibilità del sistema, in particolare per ridurre la

riduzione dell'elettricità eolica e ottimizzare le operazioni degli impianti a carbone e nucleari", ha affermato l'IEA. A causa delle attuali normative che considerano il PSH parte del sistema di trasmissione piuttosto che una risorsa di generazione, si prevede che la maggior parte della crescita della capacità di PSH provverrà dalle società di rete statali cinesi nei siti previsti nei piani di espansione della rete. "In quanto tale, il ritmo dell'espansione della capacità di PSH nei prossimi cinque anni dipenderà dal ritmo dell'implementazione del progetto e degli aggiornamenti della rete da parte delle società di rete", ha aggiunto IEA. Le ore di funzionamento degli impianti PSH dipenderanno da come gli operatori di rete decideranno di dispiegarli nel modo più conveniente per ottimizzare le operazioni del sistema.

Storicamente, gli impianti di PSH sono stati sottoutilizzati perché i precedenti regimi tariffari non sono riusciti a incentivare il funzionamento degli impianti, ha osservato l'IEA. "Di conseguenza, i fattori di capacità per la flotta sono stati relativamente bassi (6-8%) dal 2010 al 2015. Tuttavia, nel 2016, la media della flotta ha raggiunto il 14%, suggerendo il potenziale per una maggiore generazione di PSH nei prossimi cinque anni, a seconda della domanda complessiva di energia, sul profilo della flotta e sull'interconnessione della rete regionale", ha aggiunto l'agenzia. A livello globale, si prevede che la capacità di PSH aumenterà di quasi un quinto (26 GW), principalmente in risposta alle maggiori esigenze di flessibilità del sistema per integrare le energie rinnovabili variabili in Cina, paesi dell'Asia-Pacifico, Europa e regione MENA. "Tuttavia, il finanziamento di nuovi progetti PSH e la gestione redditizia di quelli esistenti rimangono sfide chiave, in particolare nei mercati in cui i ricavi dell'arbitraggio energetico sono incerti, esistono tariffe di rete e/o mancano meccanismi di remunerazione che valorizzino i servizi di sistema forniti da PSH", IEA disse. Si prevede che i paesi dell'Asia del Pacifico di India, Filippine, Australia e Thailandia saranno responsabili del 13% della crescita globale di PSH. Inoltre, le esigenze di affidabilità del sistema di alimentazione, insieme al ritiro delle centrali a carbone, all'aumento della generazione basata su fonti rinnovabili, ai prezzi elevati dell'elettricità e al sostegno del governo recentemente annunciato per oltre 750 MW di PSH, hanno creato una solida

pipeline di progetti in Australia. **Transizione digitale, neutralità tecnologica e PNRR**

“Se il PNRR costituisce uno strumento epocale che indirizza le sorti del Paese per le prossime generazioni, sarebbe forse opportuno cercare di favorire non solo l’assunzione di donne e giovani ma anche percorsi di adozione delle nuove tecnologie di lungo periodo coerenti con l’obiettivo di una società più giusta”



La tecnologia non è “neutra”, ci sono mix tecnologici preferibili ad altri sotto il profilo del benessere complessivo di una collettività; vi è una pluralità di futuri tecnologici possibili caratterizzati da diversi livelli occupazionali, diverse distribuzioni del reddito e della ricchezza, diversi livelli di coesione sociale. Tale punto di vista – pur controverso – è condiviso da numerosi, importanti, economisti che ritengono che esista una **pluralità di sentieri possibili di sviluppo** delle tecnologie e che i meccanismi di mercato non portino necessariamente a scegliere il sentiero migliore per la collettività. Compito della **politica economica** sarebbe quindi favorire gli esiti complessivamente più desiderabili. La questione riguarda il tema assai complesso dell’intervento pubblico attuato non solo attraverso interventi diretti ma anche attraverso condizionamenti all’**uso di risorse produttive private**. Il governo adotta al riguardo una posizione ambivalente: da un lato, gli **incentivi fiscali** previsti per la “Transizione 4.0” contenuta nel Piano Nazionale Ripresa e Resilienza (PNRR) assegnano alle imprese ingenti risorse pubbliche (€13,38 miliardi) senza alcuna condizionalità (se non, ovviamente, l’acquisto di determinati beni d’investimento); dall’altro lato, l’art 47 del “Decreto Semplificazioni” (d.l. 31 maggio 2021, n. 77) prevede invece **pesanti condizioni in termini di assunzione** di donne e giovani per le imprese affidatarie di opere del PNRR stesso. Le due posizioni sottendono visioni in parte diverse circa il funzionamento dell’economia. In termini generali, l’introduzione di condizionalità nei comportamenti delle imprese determina il rischio di distorcere le scelte imprenditoriali in modo sub-ottimale ma stupisce che il governo sia disposto a correre un rischio di questo tipo nel caso di risorse private gestite da imprese appaltanti lavori pubblici e non nel caso di risorse pubbliche ricevute da imprese private nell’ambito di scelte di investimento. Nella transizione 4.0, pur con alcuni elementi di parziale novità (1), il governo si muove su una linea di sostanziale continuità rispetto ai governi precedenti: **l’accesso ai benefici è automatico**, non deriva né dall’approvazione da parte della pubblica amministrazione, né da meccanismi competitivi basati su bandi di gara. Tale impostazione ha il pregio della semplicità e della certezza degli esiti per gli imprenditori; il trasferimento non condizionale delle risorse è coerente con una visione liberista del funzionamento dell’economia. Al contrario, il “Decreto

semplificazioni” prevede (art.47) per le aziende con più di 15 dipendenti che risultino affidatarie di opere del PNRR l’obbligo di presentare un rapporto sulla situazione del personale in riferimento all’**inclusione delle donne** nelle attività e nei processi aziendali. Inoltre, nei bandi di gara saranno riconosciuti punteggi aggiuntivi per le aziende che impiegano **strumenti di conciliazione vita-lavoro** e che si impegnino ad assumere donne e giovani sotto i 35 anni nella misura almeno del 30%... In altri termini, il governo ritiene che il tema della parità di genere e dell’inclusione dei giovani nel mondo del lavoro giustifichi l’introduzione di condizionalità invasive in termini di scelte in termini di gestione delle risorse umane e di reclutamento che le imprese fanno con mezzi propri. Come si è detto, il contrario accade sulla questione – a mio avviso non meno importante – dell’adozione delle nuove tecnologie digitali. La libertà di scelta delle imprese nell’adozione di tecnologie finanziate con risorse proprie è certamente fuori discussione ma credo sia corretto chiedersi se il presupposto di una coincidenza “spontanea” tra interessi privati delle imprese e interessi collettivi giustifichi l’**attribuzione alle imprese di ingenti risorse pubbliche** (tali sono i crediti di imposta oggi e tale era l’iper-ammortamento ieri) senza porre alcuna condizione. Esistono tecnologie con più forti caratteristiche di complementarità tra macchine e lavoratori e tecnologie che hanno invece prevalenti caratteristiche di sostituzione di lavoratori con macchine; ci sono utilizzi dei dati dell’intelligenza artificiale più rispettosi dei diritti delle persone e altri che possono condurre a scenari pericolosi, vi sono tecnologie che esaltano la capacità del digitale di essere complementare alla transizione ambientale... Alle imprese che vogliano accedere agli incentivi fiscali 4.0 si potrebbero porre condizioni circa il (sostanziale) mantenimento degli attuali **livelli occupazionali**, l’impegno a non-delocalizzare all’estero attività produttive, l’utilizzo delle tecnologie digitali anche per migliorare l’impatto ambientale delle produzioni. Se **il PNRR costituisce uno strumento epocale** che indirizza le sorti del Paese per le prossime generazioni, sarebbe forse opportuno cercare di favorire non solo l’assunzione di donne e giovani a fronte di bandi di gara da svolgersi su orizzonti brevi, ma anche percorsi di adozione delle nuove tecnologie di lungo periodo coerenti con l’obiettivo di una società più giusta. Scelte prese oggi dalle imprese sulla base di vantaggi economici talvolta piccoli e di breve periodo possono determinare grandi externalità e possono avere effetti di carattere permanente sul benessere collettivo indirizzando in modo irreversibile **l’adozione e lo sviluppo delle tecnologie**.⁽¹⁾ *i) per allargare la platea di PMI coinvolte si conferma la sostituzione (già attuata dal governo precedente a partire dal 2020) dell’iper-ammortamento con un credito d’imposta, prevedendo anche la possibilità di compensazione con altri debiti fiscali e contributivi; ii) si allunga da uno a due anni l’orizzonte per beneficiare di tale premialità fiscale; iii) si estende la categoria degli investimenti immateriali agevolabili e si aumentano le percentuali di credito e l’ammontare massimo degli interventi incentivabili.*

L’Unione Europea si è impegnata a raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 ed a raggiungere gli obiettivi dell’Accordo di Parigi. Raggiungere questo obiettivo ambizioso ma necessario significa ridefinire il proprio sistema energetico. Al fine di supportare la diffusione dei pompaggi e delle energie rinnovabili e garantire un accesso affidabile all’energia sostenibile, la tecnologia di generazione di energia con green gas e green H2 dai pompaggi, svolge un ruolo fondamentale oggi e svolgerà anche in futuro, spostandosi progressivamente dai combustibili fossili anche a basse o quasi zero emissioni di carbonio. Per inviare i segnali giusti ai mercati e agli investitori, è fondamentale che l’UE elabori politiche basate sulla determinazione dei pompaggi, del power to gas, del prezzo del carbonio e altri meccanismi tecnologicamente neutrali.

La neutralità climatica può essere raggiunta solo se tutti i settori dell'economia sono allineati e contribuiscono. Finora, il settore energetico è stato il motore principale della decarbonizzazione raggiunta dall'UE. Nel periodo compreso tra il 2010 e il 2019, l'UE è riuscita a ridurre le emissioni di CO₂ del settore energetico di quasi il 30%. Secondo l'Agenzia europea dell'ambiente, questo calo delle emissioni è dovuto principalmente al passaggio dal carbone al gas e alla crescita della produzione di energia dai pompaggi e rinnovabile. Altri settori, come i trasporti, hanno avuto meno successo nella riduzione delle emissioni. Poiché l'elettrificazione sarà un percorso importante per decarbonizzare l'economia europea, il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione dipenderà dai pompaggi e da un'ulteriore riduzione dell'impronta di carbonio del settore energetico.

La tecnologia dell'energia a green gas o gas verde da pompaggi è un moltiplicatore di forza per la crescita delle rinnovabili, soprattutto se adeguatamente valutata dai mercati dell'elettricità. È essenziale per la fornitura di energia stabile e resiliente ad una tecnologia di destinazione per il 2030. Attraverso il maggiore dispiegamento di pompaggi e tramite power to gas di gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio (supportato dalla revisione della direttiva sulle energie rinnovabili e dal prossimo pacchetto di decarbonizzazione del gas), nonché il diffusione della cattura e dello stoccaggio del carbonio ove appropriato, la generazione di energia a green gas può decarbonizzare progressivamente, supportando altri settori attraverso l'elettrificazione accelerata per raggiungere i propri obiettivi di riduzione delle emissioni. Tutto questo dipenderà da una struttura del mercato elettrico che valorizzi adeguatamente flessibilità e resilienza, attributi chiave che non sono pienamente riconosciuti negli schemi odierni.

Per garantire la neutralità climatica, i pompaggi ed il prezzo del carbonio sono fondamentali per inviare i segnali giusti ai partecipanti al mercato. L'imminente revisione dell'Emission Trading System (ETS) come parte del pacchetto "Fit for 55" deve rafforzare l'attuale sistema per garantire che guidi i mercati verso una transizione energetica conveniente. Il prezzo del carbonio funziona perché è tecnologicamente neutrale ed evita distorsioni attraverso decisioni politiche. Allo stesso modo, l'imminente regolamento sul metano rinnovabile o verde in contrapposizione al metano fossile è fondamentale per preservare la licenza del settore per operare, in particolare poiché le emissioni di metano possono essere ridotte applicando le tecnologie esistenti. GE supporta politiche che consentono lo sviluppo e il lancio di un'ampia gamma di soluzioni esistenti e future e tengono aperti percorsi diversi per le tecnologie e le fonti di energia. Le turbine che funzionano con combustibili gassosi più puliti possono svolgere un ruolo cruciale nella graduale eliminazione del carbone e nel consentire la transizione energetica negli Stati membri dell'UE con un mix di generazione ad alta intensità di carbonio. I paesi dipendenti dal carbone devono dare la priorità a rapidi guadagni che portino a una riduzione delle emissioni cumulative nel periodo fino al 2030 per ridurre la loro intensità di carbonio. Le politiche europee dovrebbero non solo consentire, ma anche supportare, il rapido dispiegamento di tecnologie a bassa generazione di carbonio in questi paesi, pur rimanendo allineate con l'obiettivo a lungo termine della neutralità climatica. In qualità di fornitore di

tecnologia e servizi per l'intera lunghezza della catena del valore dell'energia, **GE ha una prospettiva unica sulla transizione energetica** e dispone di una suite di tecnologie complementari, comprese soluzioni di alimentazione a combustibile gassoso con capacità di idrogeno senza andare nei pericoli tests di CCUS. Le turbine a gas e idrogeno verde, che GE fornisce oggi, o le unità esistenti aggiornate, saranno in grado di funzionare con quote crescenti di idrogeno. L'imminente revisione del quadro europeo per il clima e l'energia è un'entusiasmante opportunità per realizzare l'accordo di Parigi. La tecnologia delle turbine a gas verde o idrogeno verde consente oggi un dispiegamento accelerato della generazione di energia rinnovabile, fornendo la stabilità necessaria, riducendo al contempo le emissioni cumulative attraverso la progressiva decarbonizzazione e il passaggio dal carbone al gas verde. GE invita i responsabili delle politiche a sostenere la realizzazione degli obiettivi climatici dell'Europa stabilendo un quadro che massimizzi il potenziale del sistema energetico europeo. Caffese sea energy-Dispositivi per l'energia termica delle onde e del mare Tecnologie di conversione dell'energia termica oceanica OTEC

[OTEC Sistemi a ciclo chiuso OTEC Sistemi a ciclo](#)

[aperto OTEC Sistemi](#)

[ibridi](#)

[OTEC Iniziative australiane - Townsville Queensland](#)

[Potenza delle](#)

[maree Correnti di](#)

[marea Barriere di](#)

[marea Lagune di marea](#)

[Potenza delle](#)

[onde Dispositivi per il profilo delle](#)

[onde Dispositivi per colonne d'acqua oscillanti delle](#)

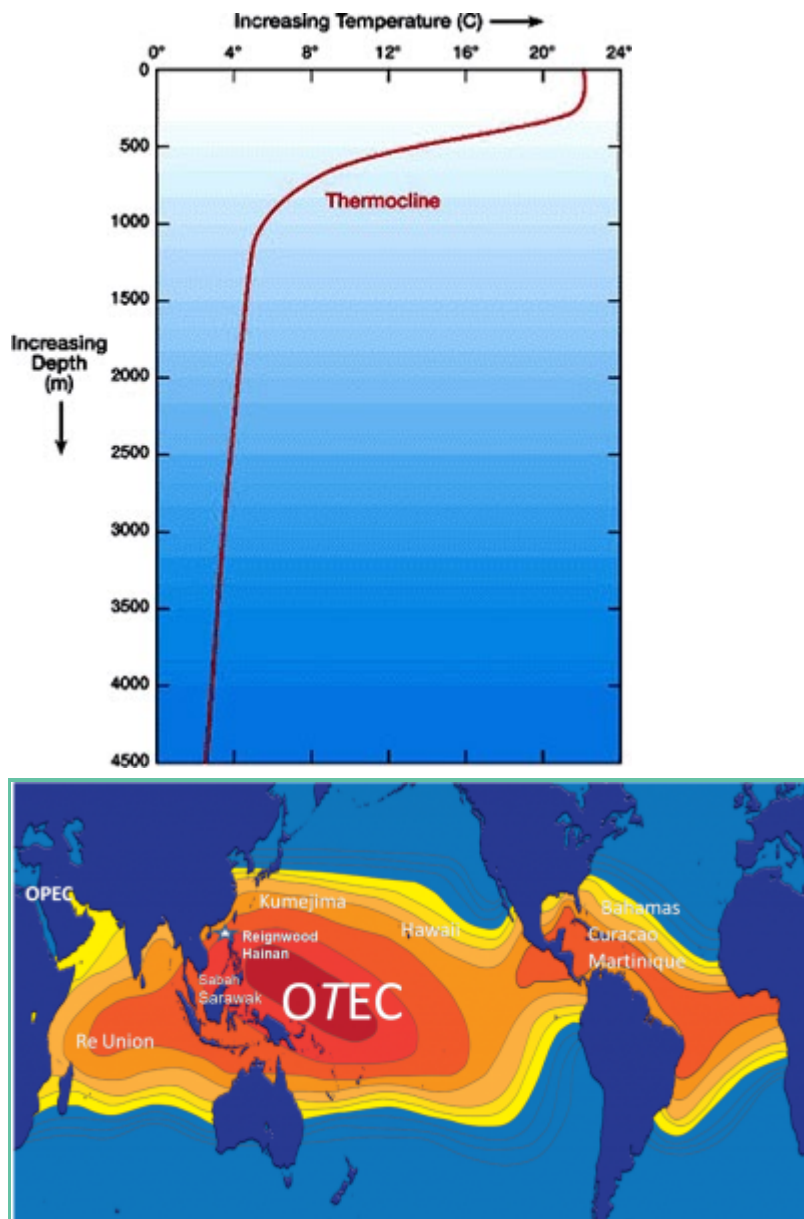
[onde Dispositivi di cattura delle onde](#)



Tecnologie di conversione dell'energia termica oceanica OTEC

L'energia del sole riscalda l'acqua di superficie dell'oceano. Nelle regioni tropicali, l'acqua di superficie può essere molto più calda dell'acqua profonda. Questa differenza di temperatura può essere utilizzata per produrre elettricità. Il sistema di conversione dell'energia termica oceanica (OTEC) utilizza una differenza di temperatura (di almeno 25o

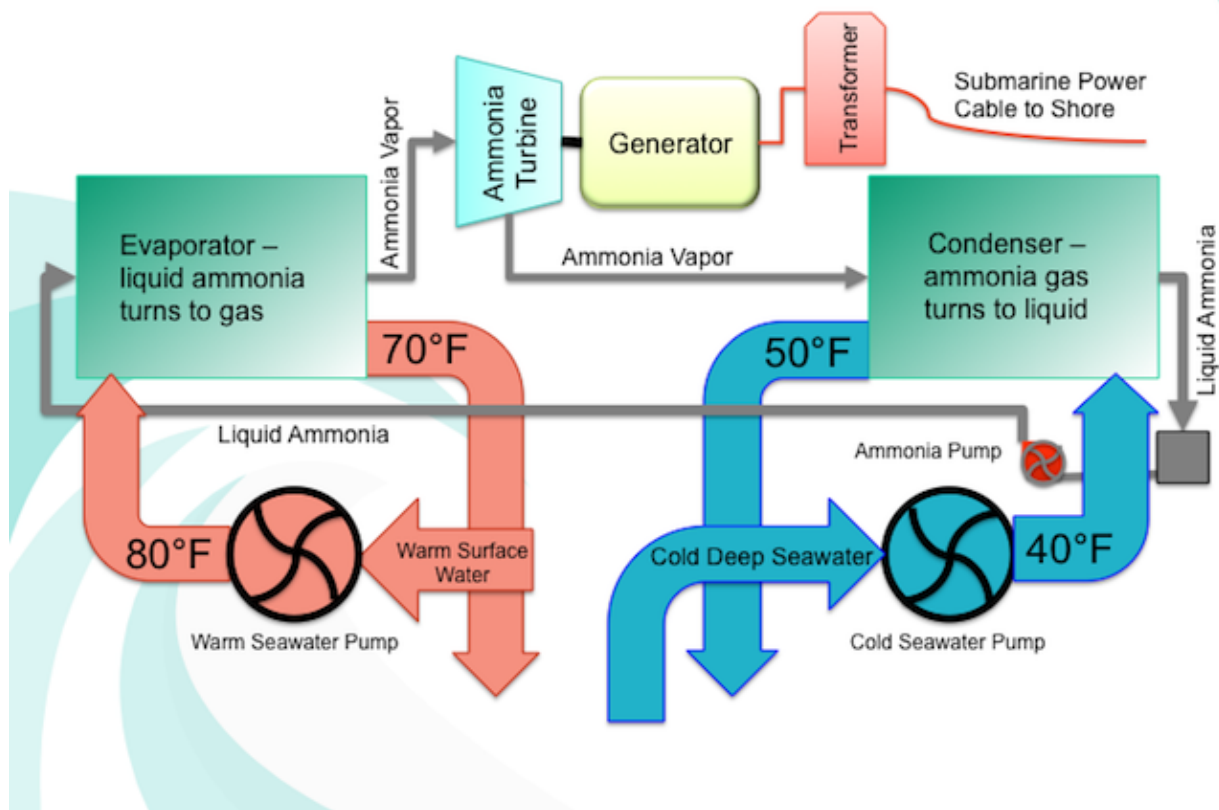
C) per alimentare una turbina per la produzione di elettricità. I sistemi OTEC sono per lo più adatti alle zone tropicali.



Esistono tre tipi di sistemi OTEC: a ciclo chiuso, a ciclo aperto e ibrido.

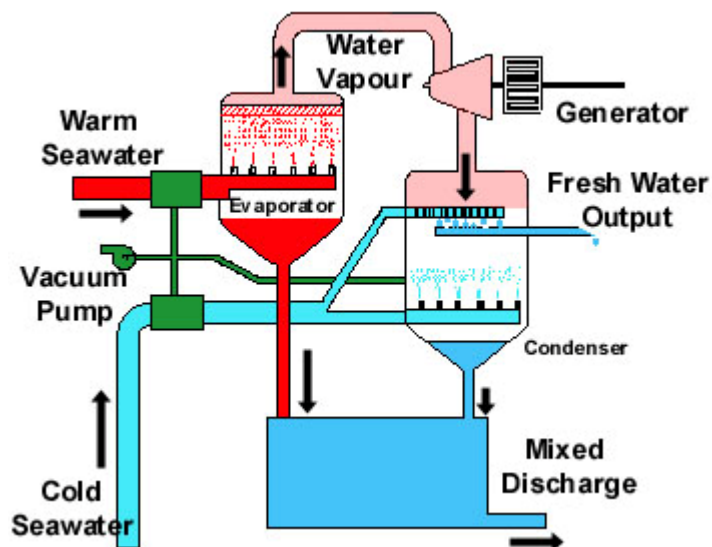
Ciclo chiuso Sistemi a ciclo chiuso. utilizzare fluidi a basso punto di ebollizione, come l'ammoniaca, per far ruotare una turbina per generare elettricità. L'acqua di mare calda di superficie viene pompata attraverso uno scambiatore di calore, dove viene vaporizzato il fluido a basso punto di ebollizione. Il vapore in espansione fa girare il turbogeneratore. Acqua di mare fredda e profonda—> che viene pompata attraverso un secondo scambiatore di calore—> quindi condensa nuovamente il vapore in un liquido che viene poi riciclato attraverso il sistema.

How OTEC Works (Closed-Loop Cycle)



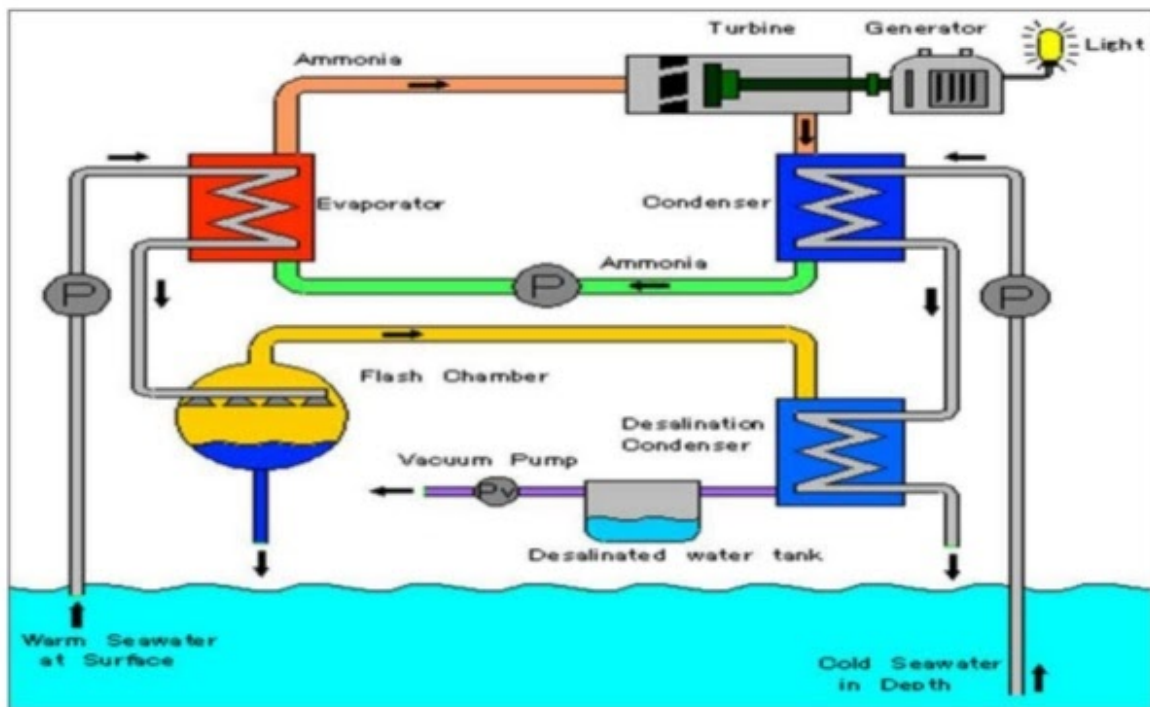
Sistemi a ciclo aperto a ciclo aperto. utilizzare l'acqua di superficie calda degli oceani tropicali per produrre elettricità. Quando l'acqua di mare calda viene posta in un contenitore a bassa pressione, bolle. Il vapore in espansione aziona una turbina a bassa pressione collegata a un generatore elettrico. Il vapore, che ha lasciato il sale nel recipiente a bassa pressione, è acqua quasi pura e fresca. Viene ricondensato in un liquido dall'esposizione alle basse temperature dell'acqua dell'oceano profondo.

Un evaporatore a beccuccio verticale per convertire l'acqua di mare calda in vapore a bassa pressione per impianti a ciclo aperto. Sono state raggiunte efficienze di conversione energetica fino al 97%.



Sistemi ibridi. I sistemi ibridi combinano le caratteristiche dei sistemi a ciclo chiuso e aperto. In un sistema ibrido, l'acqua di mare calda entra in una camera a vuoto, dove viene evaporata rapidamente in vapore, simile al processo di evaporazione a ciclo aperto. Il vapore vaporizza un fluido a basso punto di ebollizione (in un ciclo chiuso) che aziona una turbina per produrre elettricità.

HYBRID CYCLE

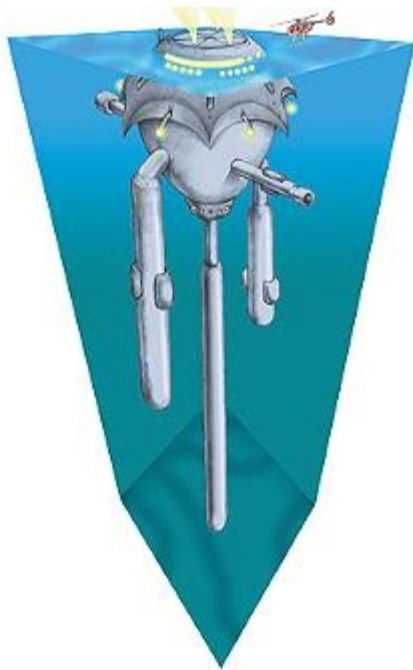


I sottoprodotti OTEC hanno potenziali vantaggi oltre la produzione di energia. Ad esempio, l'acqua di mare fredda esausta proveniente da un impianto OTEC può raffreddare l'acqua dolce in uno scambiatore di calore o fluire direttamente in un sistema di raffreddamento. Gli impianti semplici di questo tipo hanno edifici climatizzati. La tecnologia OTEC supporta anche l'agricoltura su terreno refrigerato. Quando l'acqua di mare fredda scorre attraverso i tubi sotterranei, raffredda il terreno circostante. La differenza di temperatura tra le radici delle piante nel terreno fresco e le foglie delle piante nell'aria calda consente a molte piante che si sono evolute in climi temperati di crescere nelle zone subtropicali. Le prelibatezze dell'acqua fredda, come il salmone e l'aragosta, prosperano nell'acqua di mare profonda e ricca di sostanze nutritive, prelevata dal processo OTEC. Microalghe come la Spirulina, un integratore alimentare salutare, può anche essere coltivato nelle acque profonde dell'oceano. Infine, un vantaggio degli impianti OTEC a ciclo aperto o ibrido è la produzione di acqua dolce da acqua di mare. In teoria, un impianto OTEC che genera 2 megawatt di elettricità netta potrebbe produrre circa 4.300 metri cubi di acqua desalinizzata ogni giorno. Sfide ambientali ed economiche. In generale, un'attenta selezione del sito è la chiave per mantenere minimi gli effetti ambientali di OTEC. Gli esperti di OTEC ritengono che un'adeguata spaziatura delle piante negli oceani tropicali possa eliminare quasi tutti i potenziali effetti negativi sulle temperature oceaniche e sulla vita marina. Le centrali elettriche OTEC richiedono un notevole investimento di capitale in anticipo. I ricercatori OTEC ritengono che le aziende del settore privato probabilmente non saranno disposte a fare l'enorme investimento iniziale necessario per costruire impianti su larga scala fino a

quando il prezzo dei combustibili fossili non aumenterà drasticamente o i governi nazionali non forniranno incentivi finanziari. **Iniziative OTEC australiane - Townsville Queensland**

panoramica dei motori termici

- OTEC è un motore termico molto grande
- tutto ciò di cui hanno bisogno i motori è un'estremità fredda e un'estremità calda e prelevare energia dal sistema
- Il tubo di 8 km costa molti milioni di dollari e aveva un diametro di soli 30 cm
- Isole Salomone - vogliono solo 50 MW, provare il sistema su piccola scala motori classici, ciclo rankine (tipo di sistema necessario per OTEC, così come motore a ciclo rankine organico in uso nel bacino artesiano - Birdsville)
-
- utilizzare l'ammoniaca come fluido di lavoro - alla giusta pressione, fase liquida o vapore

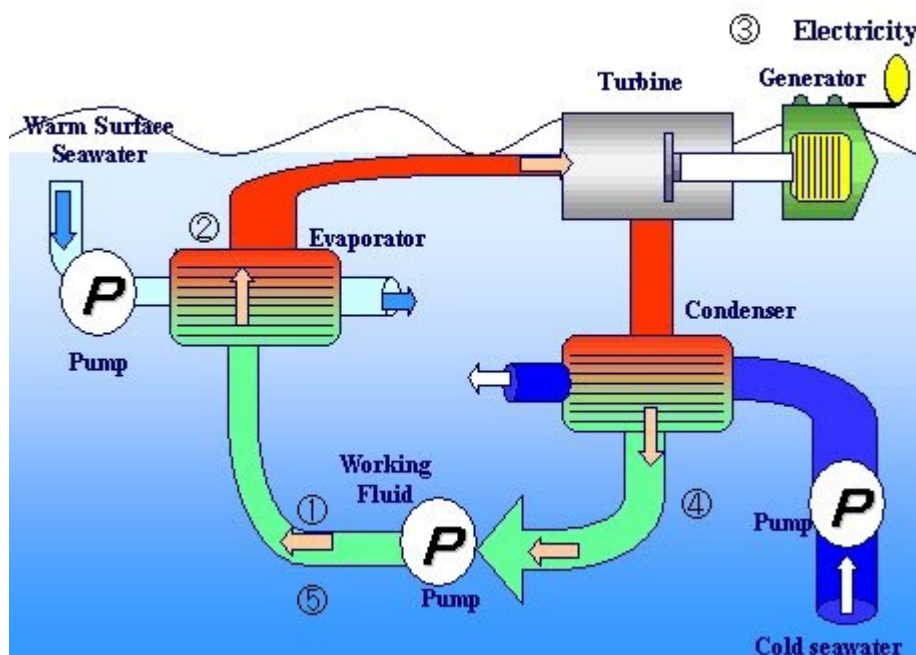


dispositivo OTEC proposto per l'uso al largo del **ciclo Rankine** della Grande Barriera Corallina

- richiedono una differenza di 20 gradi Celsius tra l'estremità calda e quella fredda
- OTEC richiede tubi fino a profondità - da 500 a 700 m di profondità
- l'oceano è in media profondo 4 km e freddo circa 4 gradi
- c'è un po' di oceano, le acque superficiali ai tropici dove l'acqua è calda
- Costa del Queensland - la temperatura esterna della piattaforma è sempre superiore a 24 gradi e ha acqua fredda in profondità dopo 700 m, la velocità della

temperatura scende meno rapidamente, 750 m un buon numero di cadute di temperatura simili in tutti gli oceani

- Townsville, alla latitudine 19, si trova all'estremità meridionale dell'intervallo di temperatura dell'oceano richiesto per l'efficienza karnot OTEC - limita l'efficienza dei motori termici (differenziale tra estremità calda e estremità fredda)
- Efficienza OTEC intorno al 3-4%
- altri problemi sono il cavo di alimentazione alla terraferma, ormeggi e permessi, ambiente marino OTEC galleggiante, o OTEC sulla piattaforma continentale (o sulla terraferma) considerare le cifre per un impianto da 1.000 MW presuppongono un'efficienza del 3%, richiedono una portata di 1.000 metri cubi/sec, tubo di raggio di 10 m con portata di 3 m/s - circa la stessa portata del fiume Tully in piena moderata
- la perdita di energia è relativamente piccola poiché la prevalenza di pompaggio è equivalente a circa 6 m in aria - forse 60 MW
- pennacchio di acque reflue - alto contenuto di nutrienti, il pennacchio deve essere scaricato al di sotto del termocline per evitare la miscelazione di acque ricche di nutrienti con acque superficiali calde



Valutazione del rischio

- migliaia di litri di ammoniaca, la dimensione della struttura sarebbe molto maggiore di quella che è attualmente sulla barriera corallina (pontoni), più simile alle dimensioni di una piattaforma petrolifera considerazione dei rischi ambientali
 1. installazione esp. tubi e ormeggi
 2. operazione es. scarichi d'acqua
 3. incidenti (es. fuoriuscita di ammoniaca) l'ammoniaca dovrebbe evaporare

rapidamente dalla superficie del mare se la struttura fuoriesce non necessariamente il killer, ma i nutrienti sulla barriera corallina (interesse della comunità)

- effetto dei nutrienti sulla pesca (specialmente pesca sportiva- black marlin, al largo di Cairns) che si sviluppa nello scarico di sviluppo a temperatura oceanica equivalente
- cosa vive nell'oceano a 750 metri sotto il livello del mare? Calamaro gigante? Billfish?
- durata della struttura e costi di manutenzione 20-30 anni di vita - come una nave cfr. durata della centrale di 50 anni
- Che ne dici di usare lo scarico dei rifiuti dalle centrali elettriche e dall'industria per creare il differenziale termico per la produzione di energia - meno flusso, ma già portata, o differenziale di temperatura tra fiumi e oceano

Schema ibrido

- riscaldare l'acqua usando il sole e usare l'acqua fredda
- che ne dici di usare acqua fredda per raffreddare l'acqua di superficie - come potenziale soluzione allo sbiancamento dei coralli?
- A differenza della maggior parte delle energie rinnovabili, l'OTEC funziona 24 ore al giorno e quindi potrebbe essere utilizzato come potenza di carico di base
- 120 ml di acqua dolce al giorno
- che ne dici di utilizzare il sistema da utilizzare con l'acqua di raffreddamento delle centrali elettriche a carbone, come a mt isa usalo come prova di sistema - ad es. 10MW
- Cooktown ha bisogno di 40 MW e ha una propria domanda di energia per la rete, Cooktown e Cairns non userebbero fino a 100 MW possibilità di mettere un impianto OTEC a terra e far funzionare il tubo fino allo scaffale considerando le dimensioni dei tubi dell'acqua? 10 metri di diametro il recente processo di posa della condotta idrica tra Pallaranda e Magnetic Island
- Il tubo di 8 km costa molti milioni di dollari e aveva un diametro di soli 30 cm

Isole Salomone: vogliono solo 50 MW, prova il sistema su scala ridotta

Energia maremotrice

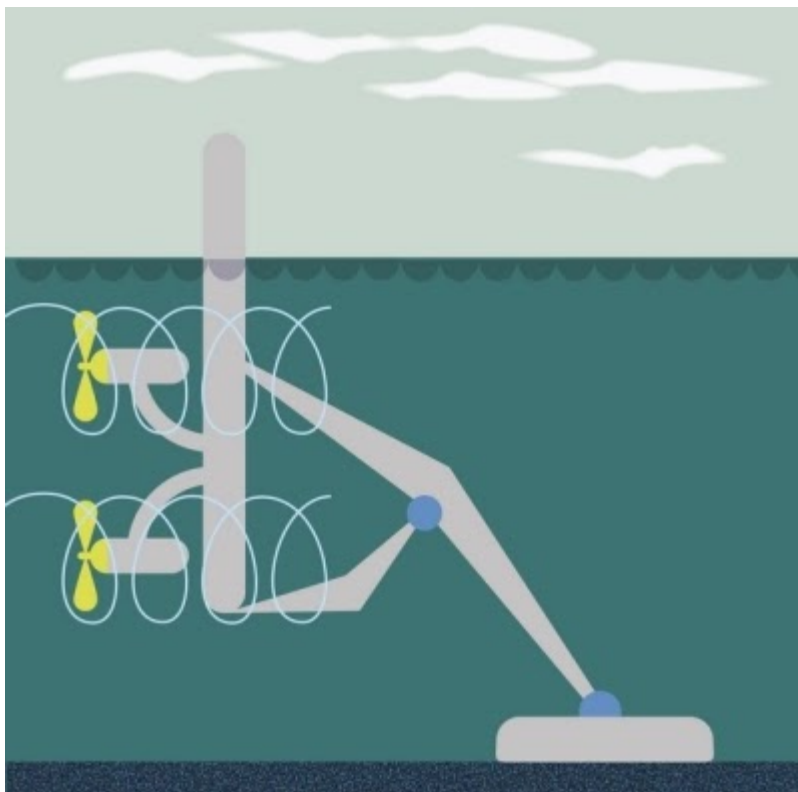
I sistemi di energia mareomotrice sono più adatti alle località subpolari ad alta latitudine dove si possono prevedere baie particolarmente lunghe e strette dove si possono prevedere escursioni di marea molto grandi. Attualmente ci sono tre modi diversi per ottenere l'energia delle maree:

1. correnti di marea,
2. sbarramenti di marea,
3. e lagune di marea

Per la maggior parte dei generatori di energia mareomotrice, le turbine sono posizionate nei flussi di marea. Un flusso di marea è uno specchio d'acqua che scorre veloce creato dalle maree. Una turbina è una macchina che prende energia da un flusso di fluido. Quel fluido può essere aria (vento) o liquido (acqua). Poiché l'acqua è molto più densa dell'aria,

l'energia delle maree è più potente dell'energia eolica. A differenza del vento, le maree sono prevedibili e stabili. Laddove vengono utilizzati generatori di marea, producono un flusso di elettricità costante e affidabile.

Correnti di marea, Posizionare le turbine nei flussi di marea è complesso, perché le macchine sono grandi e interrompono la marea che stanno cercando di sfruttare. L'impatto ambientale potrebbe essere grave, a seconda delle dimensioni della turbina e del sito del flusso di marea. Le turbine sono più efficaci in acque poco profonde. Questo produce più energia e consente alle navi di navigare intorno alle turbine. Anche le pale della turbina di un generatore di marea girano lentamente, il che aiuta la vita marina a evitare di rimanere intrappolata nel sistema.

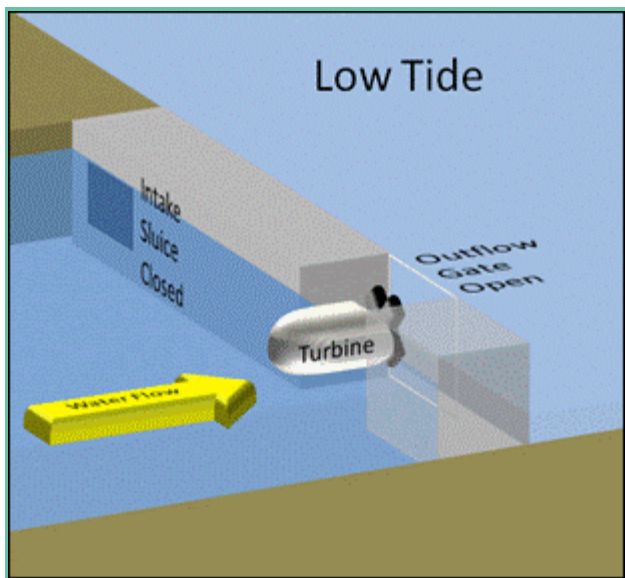
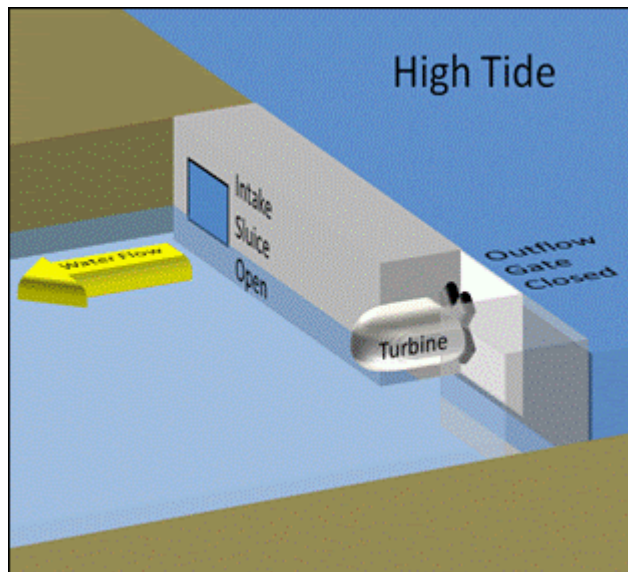


Sbarramento di marea. Un altro tipo di generatore di energia delle maree utilizza una grande diga chiamata sbarramento. Con uno sbarramento, l'acqua può fuoriuscire dall'alto o attraverso le turbine nella diga perché la diga è bassa. Le dighe possono essere costruite attraverso fiumi di marea, baie ed estuari.

Le turbine all'interno della diga sfruttano la potenza delle maree allo stesso modo in cui una diga fluviale sfrutta la potenza di un fiume. I cancelli di sbarramento sono aperti mentre la marea si alza. Con l'alta marea, i cancelli di sbarramento si chiudono, creando una piscina o una laguna di marea. L'acqua viene quindi rilasciata attraverso le turbine dello sbarramento, creando energia a una velocità che può essere controllata dagli ingegneri.

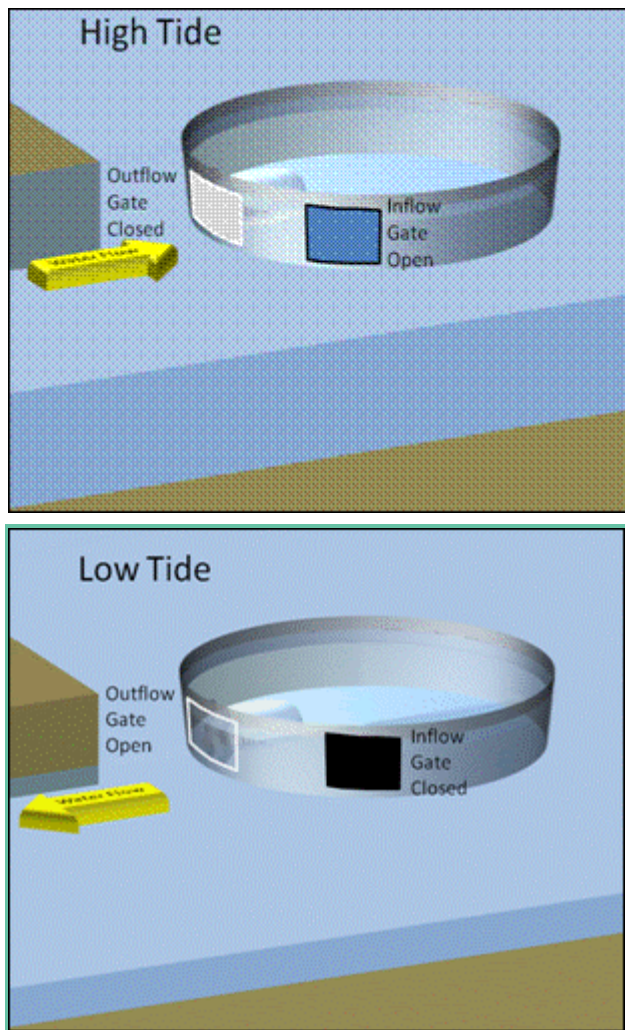
L'impatto ambientale di un sistema di sbarramento può essere piuttosto significativo. La terra nell'intervallo di marea è completamente sconvolta. Il cambiamento del livello dell'acqua nella laguna di marea potrebbe danneggiare la vita di piante e animali. La salinità all'interno della laguna di marea si abbassa, il che cambia gli organismi che sono in grado di viverci. Come con le dighe attraverso i fiumi, i pesci sono bloccati dentro o fuori dalla laguna di marea. Le turbine si muovono rapidamente negli sbarramenti e gli animali marini possono essere catturati nelle pale. Con la loro fonte di cibo limitata, gli uccelli potrebbero trovare luoghi diversi in cui migrare.

Uno sbarramento è un generatore di energia mareomotrice molto più costoso di una singola turbina. Sebbene non ci siano costi di carburante, gli sbarramenti comportano più costruzioni e più macchine. A differenza delle singole turbine, anche gli sbarramenti richiedono una supervisione costante per regolare la potenza. L'impianto può utilizzare due fonti di energia: l'energia delle maree e l'energia delle correnti fluviali. Lo sbarramento ha portato ad un aumento del livello di limo nell'habitat. Le piante acquatiche autoctone soffocano nel limo e un pesce piatto chiamato passera di mare è ormai estinto nella zona. Altri organismi, come le seppie, un parente dei calamari, ora prosperano nell'estuario del Rance. Le seppie preferiscono ecosistemi torbidi e limosi.



Laguna di marea. L'ultimo tipo di generatore di energia mareomotrice prevede la costruzione di lagune di marea. Una laguna di marea è un corpo idrico oceanico parzialmente racchiuso da una barriera naturale o artificiale. Le lagune di marea potrebbero anche essere estuari e avere lo svuotamento di acqua dolce al loro interno. Un generatore di energia mareomotrice che utilizza lagune di marea funzionerebbe in modo molto simile a uno sbarramento. A differenza degli sbarramenti, tuttavia, le lagune di marea possono essere costruite lungo la costa naturale. Una centrale elettrica a laguna di marea potrebbe anche generare energia continua. Le turbine funzionano mentre la laguna si riempie e si svuota. L'impatto ambientale delle lagune di marea è minimo. Le lagune possono essere costruite con materiali naturali come la roccia. Apparirebbero come un basso frangiflutti (muro marino) con la bassa marea e sarebbero sommersi con l'alta marea. Gli animali potrebbero nuotare intorno alla struttura e gli organismi più piccoli potrebbero nuotare al suo interno. I grandi predatori come gli squali non sarebbero in grado di penetrare nella laguna, quindi i pesci più piccoli probabilmente prospererebbero. Gli uccelli probabilmente si accalcherebbero nell'area. Ma è probabile che la produzione di

energia dai generatori che utilizzano lagune di marea sia bassa. Non ci sono ancora esempi funzionanti.



Potenza dell'onda. Quando un'onda oceanica passa in una posizione stazionaria, la superficie del mare cambia di altezza, l'acqua vicino alla superficie si muove mentre perde la sua energia cinetica e potenziale, che influenza la pressione sotto la superficie. La natura periodica o oscillatoria delle onde oceaniche significa che possiamo utilizzare una varietà di diversi **dispositivi** di energia delle onde per sfruttare l'energia prodotta dalle onde oceaniche. Il problema sta nel fatto che la frequenza oscillatoria di un'onda oceanica è relativamente lenta ed è molto inferiore alle centinaia di giri al minuto necessarie per la generazione di energia elettrica. Quindi è disponibile una grande varietà di dispositivi e design per l'energia delle onde per convertire queste forze d'onda ad azione lenta e di inversione nella rotazione unidirezionale ad alta velocità di un albero del generatore.

Esistono tre dispositivi di energia delle onde fondamentali ma molto diversi utilizzati per convertire la potenza delle onde in energia elettrica, e questi sono:

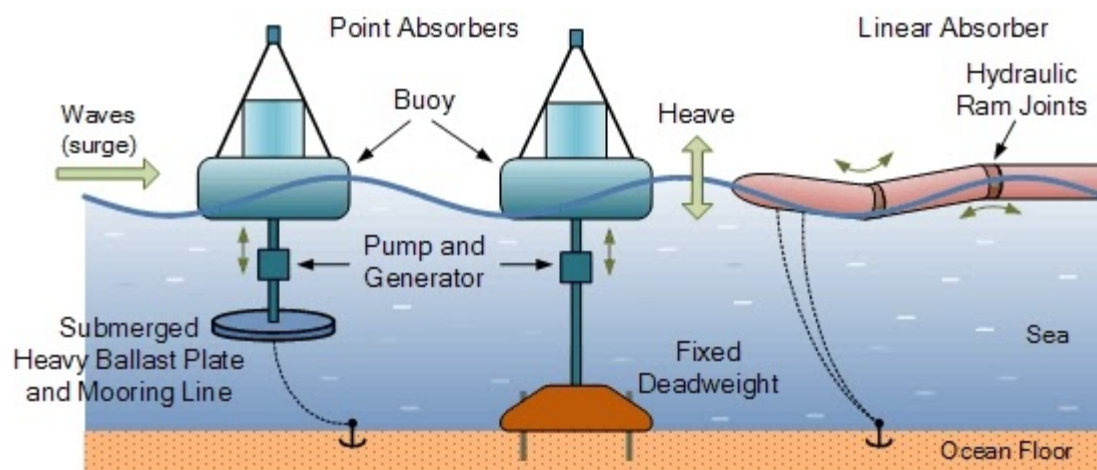
- **1. Dispositivi per il profilo delle onde** Questi sono dispositivi per l'energia delle onde che trasformano l'altezza oscillante della superficie degli oceani in energia meccanica.
- **2. Colonne d'acqua oscillanti** Questi sono dispositivi di energia delle onde che convertono l'energia delle onde in pressione atmosferica.
- **3. Dispositivi di cattura delle onde** Questi sono dispositivi di energia delle onde che convertono l'energia delle onde in energia potenziale.

Dispositivi con profilo d'onda

I dispositivi a profilo d'onda sono una classe di dispositivi a energia ondosa che galleggia sopra o vicino alla superficie del mare e si muove in risposta alla forma dell'onda incidente o, per i dispositivi sommergibili, si muove su e giù sotto l'influenza delle variazioni della pressione sottomarina mentre un'onda passa.

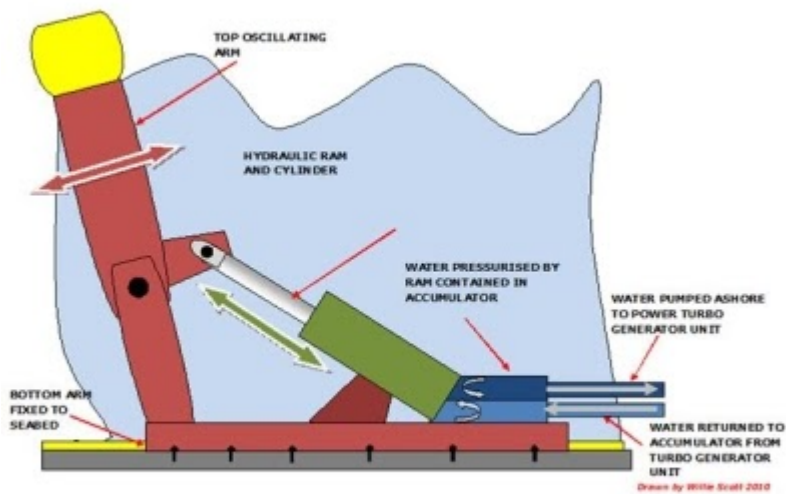
La maggior parte dei dispositivi a profilo d'onda galleggia sulla superficie assorbendo l'energia delle onde in tutte le direzioni seguendo i movimenti delle onde sulla o vicino alla superficie del mare, proprio come un galleggiante. Gli unici dispositivi per l'energia delle onde che utilizzano il profilo delle onde sono in uso pratico da qualche tempo, anche se su scala abbastanza ridotta, sono quelli utilizzati per alimentare le boe di navigazione.

Se la dimensione fisica del dispositivo del profilo d'onda è molto piccola rispetto alla lunghezza periodica dell'onda, questo tipo di *dispositivo di energia delle onde* è chiamato "assorbitore di punti". Se la dimensione del dispositivo è maggiore o maggiore della lunghezza d'onda periodica tipica, viene chiamato assorbitore lineare, ma più comunemente sono noti collettivamente come attenuatori d'onda. La principale differenza tra i due dispositivi di energia delle onde è come il sistema oscillante converte l'energia delle onde tra l'assorbitore e un punto di reazione. Questo assorbimento di energia può essere ottenuto da un corpo galleggiante, da un elemento solido oscillante o dall'acqua oscillante all'interno di una struttura di boe stessa.



L'energia delle onde viene assorbita utilizzando il movimento verticale (sollevamento), il movimento orizzontale nella direzione del percorso dell'onda (surge), il movimento

angolare attorno a un asse centrale parallelo alle creste dell'onda (beccheggio) o il movimento angolare attorno a un asse verticale (imbardata) o un combinazione di tutti e quattro con l'energia generata dalla reazione di questi diversi movimenti contro una sorta di resistenza fissa chiamata *punto di reazione* .



Per fare un uso efficiente della forza generata dall'onda, abbiamo bisogno di una sorta di reazione di forza. In altre parole, vogliamo che la forza delle onde sul galleggiante reagisca contro un altro corpo rigido o semirigido. I punti di reazione possono essere masse inerziali come pesanti piastre di zavorra sospese, ancoraggi sul fondo del mare o un peso morto fisso o un palo come mostrato.



Il beccheggio e il sollevamento delle onde provocano un movimento relativo tra un assorbitore e un punto di reazione. Il dispositivo di energia delle onde sopra, utilizza una piastra di zavorra pesante sospesa sotto la boa galleggiante. La boa è impedita dal galleggiare via da una cima di ormeggio attaccata ad un'ancora sul fondo del mare. Questa linea di ormeggio consente all'assorbitore di punti di operare al largo in acque più profonde.

Mentre la boa oscilla su e giù nelle onde, viene generata una reazione di forza reciproca oscillatoria tra l'assorbitore che si muove liberamente e la piastra pesante che fa sì che una pompa idraulica in mezzo faccia ruotare un generatore che produce elettricità. Il dispositivo di energia ad onde medie funziona in modo simile al precedente dispositivo a boa galleggiante. La differenza questa volta è che la boa che si solleva liberamente reagisce contro un punto di reazione fisso come un peso morto fisso sul fondo dell'oceano. Poiché questo tipo di assorbitore di punti è montato sul fondo, viene utilizzato in luoghi meno profondi vicino alla costa.

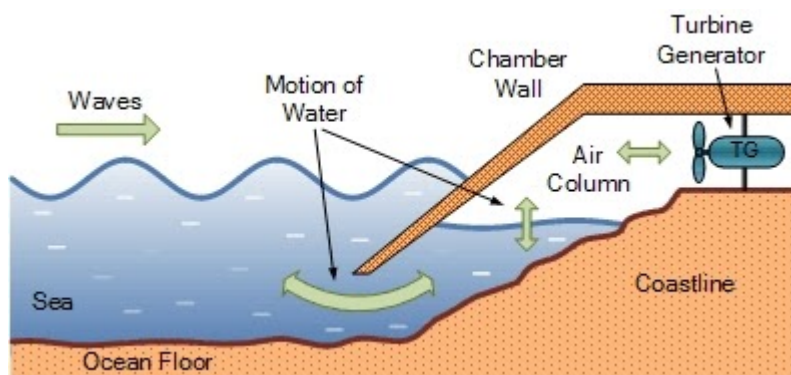


Il terzo dispositivo è un esempio di assorbitore lineare (attenuatore d'onda) che galleggia sulla superficie dell'acqua. È legato al fondo dell'oceano in modo che possa oscillare perpendicolarmente verso le onde in arrivo. Quando le onde passano lungo la lunghezza di questo dispositivo di energia ondulatoria simile a un serpente, fanno sì che il lungo corpo cilindrico si pieghi verso il basso nelle depressioni delle onde e si inarchi verso l'alto quando la cresta delle onde passa. I giunti di collegamento lungo il corpo del dispositivo si flettono nelle onde esercitando una grande forza che viene utilizzata per azionare un pistone idraulico in corrispondenza di ciascun giunto. Il pistone idraulico aziona l'olio attraverso un motore idraulico che aziona un generatore, producendo l'elettricità.

Colonna d'acqua oscillante

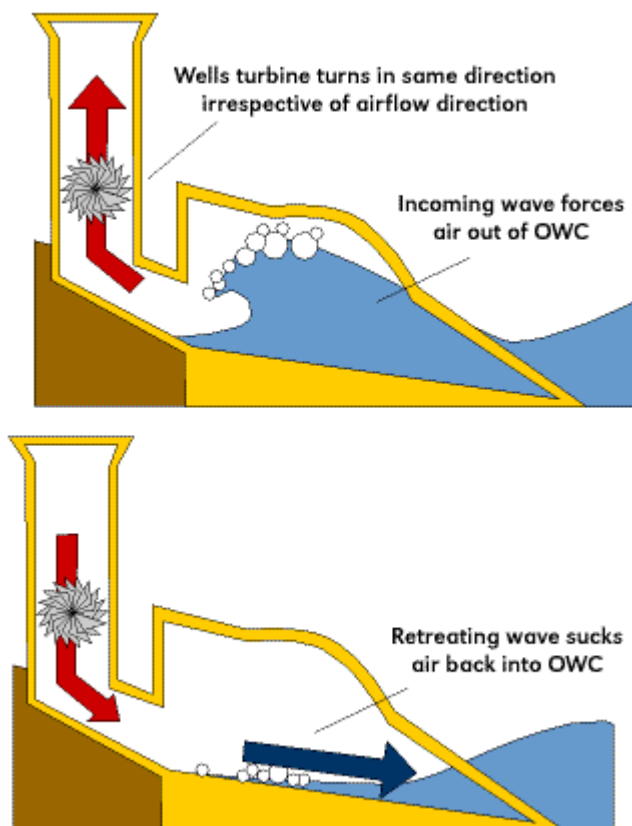
La colonna d'acqua oscillante, (OWC) è un popolare dispositivo per l'energia delle onde del litorale normalmente posizionato su o vicino a rocce o scogliere che si trovano vicino a un fondo marino profondo. Sono costituiti da una camera cava parzialmente sommersa fissata direttamente alla battigia che converte l'energia delle onde in pressione atmosferica.

La struttura utilizzata per catturare l'energia delle onde potrebbe essere una grotta naturale con un foro di sfiato o una camera artificiale o un condotto con un generatore eolico situato in alto ben al di sopra della superficie dell'acqua. Ad ogni modo, la struttura è costruita perpendicolarmente alle onde con parte della superficie dell'oceano intrappolata all'interno della camera che a sua volta è aperta al mare sotto la linea di galleggiamento. Il costante movimento di flusso e riflusso delle onde costringe l'acqua intrappolata all'interno della camera ad oscillare nella direzione verticale su-giù.



Quando le onde incidenti all'esterno entrano ed escono dalla camera, i cambiamenti nel movimento delle onde sull'apertura fanno sì che il livello dell'acqua all'interno del recinto oscilli su e giù agendo come un gigantesco pistone sull'aria sopra la superficie dell'acqua, spingendola avanti e indietro. Quest'aria viene compressa e decompressa da questo movimento ad ogni ciclo. L'aria viene incanalata attraverso un generatore eolico per produrre elettricità come mostrato.

Il tipo di generatore eolico utilizzato in un progetto di colonna d'acqua oscillante è l'elemento chiave per la sua efficienza di conversione. L'aria all'interno della camera inverte costantemente la direzione con ogni movimento su e giù dell'acqua di mare che produce un effetto di risucchio e soffiaggio attraverso la turbina. Se si utilizzasse una turbina convenzionale per azionare il generatore collegato, anche questo cambierebbe continuamente direzione all'unisono con il flusso d'aria. Per ovviare a questo problema il tipo di turbina eolica utilizzata negli schemi a colonna d'acqua oscillante è chiamata **Wells Turbine**.



una turbina a pozzi. La turbina Wells ha la notevole proprietà di ruotare nella stessa direzione indipendentemente dalla direzione del flusso d'aria nella colonna. L'energia cinetica viene estratta dal flusso d'aria inverso dalla turbina Wells e viene utilizzata per azionare un generatore elettrico ad induzione. La velocità del flusso d'aria attraverso la turbina a pozzi può essere aumentata rendendo l'area della sezione trasversale del condotto delle turbine ad onde molto inferiore a quella della colonna marina.

Come con altri convertitori di energia delle *onde*, *colonna d'onda oscillante* la tecnologia non produce emissioni di gas serra rendendola una fonte di energia non inquinante e rinnovabile, creata dal trasferimento naturale dell'energia eolica attraverso una turbina a pozzi. Il vantaggio di questo schema costiero è che la parte mobile principale, la turbina, può essere facilmente rimossa per la riparazione o la manutenzione perché è a terra. Lo svantaggio però è che, come con i precedenti dispositivi a energia ondosa, l'uscita delle colonne d'onda oscillanti dipende dal livello di energia delle onde, che varia di giorno in giorno a seconda della stagione.

Dispositivo di cattura dell'onda

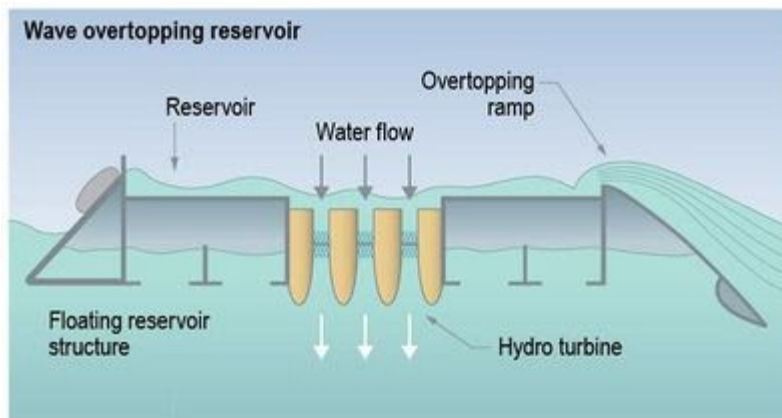
Un dispositivo di cattura delle onde, o più comunemente un dispositivo di tracimazione, eleva le onde oceaniche a un bacino idrico sopra il livello del mare. L'energia delle onde viene convertita in energia potenziale sollevando l'acqua su un livello più alto.

Esistono due modelli di acquisizione delle onde di base

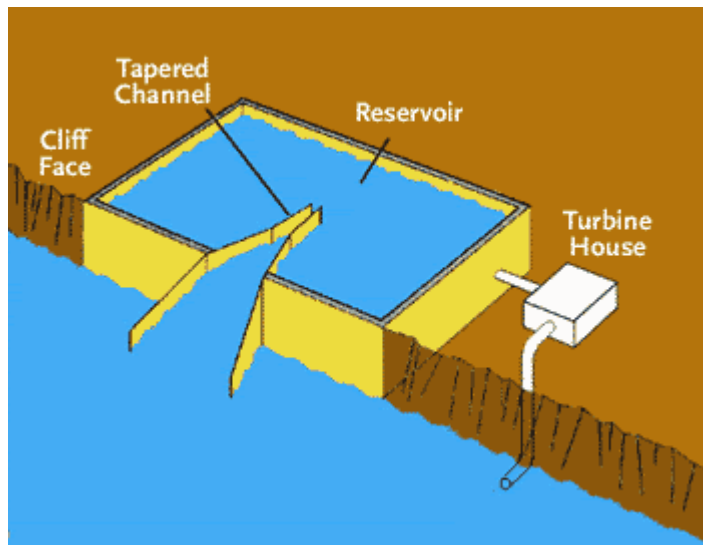
1. dispositivo di tracimazione/dispositivo di sequestro
2. dispositivo di canalizzazione

Cattura onda - Dispositivo di superamento

Il *dispositivo di superamento delle onde* utilizza un design a rampa sul dispositivo per elevare parte delle onde in arrivo al di sopra della loro altezza naturale. La struttura di contenimento di base può essere fissa o una struttura galleggiante ancorata al fondo del mare. Quando le onde colpiscono la struttura, scorrono su una rampa e sopra la sommità (da cui il nome *overtopping*, in un serbatoio di raccolta dell'acqua rialzato sul dispositivo al fine di. Una volta catturata, l'energia potenziale dell'acqua intrappolata nel serbatoio viene estratta usando la gravità mentre l'acqua ritorna in mare.



Wave Capture - Dispositivo di canalizzazione. Il canale è a forma di imbuto che si allarga verso il mare dove entrano le onde e si restringe gradualmente verso un bacino di argine all'altra estremità. Quando le onde si propagano lungo il canale che si restringe, l'altezza dell'onda viene sollevata a causa dell'effetto di imbuto ad un livello che supera il bordo superiore orizzontale della parete del canale, l'acqua in eccesso dall'onda può riversarsi in un bacino confinato al di sopra del normale livello del mare. Poiché l'acqua si trova ora ad un'altezza sopra il livello del mare, l'energia potenziale dell'acqua intrappolata nel bacino viene quindi estratta facendo tornare l'acqua al mare attraverso.



Altri dispositivi di cattura delle onde di questo tipo si trovano sulla battigia dove le onde vengono incanalate lungo un canale artificiale orizzontale. Questo. Ora sappiamo come funziona l'energia delle onde e uno dei principali vantaggi dei dispositivi per l'energia delle onde è che oltre alla turbina generatrice non ci sono parti in movimento. Sfortunatamente, gli schemi di superamento del litorale hanno una potenza relativamente bassa a causa della loro bassa prevalenza e sono adatti solo per siti dove c'è un litorale di acque profonde e una bassa marea inferiore a circa un metro. Per superare alcune di queste limitazioni, sono stati sviluppati dispositivi di cattura offshore galleggianti, ma anch'essi richiedono una potenza delle onde sufficiente per riempire il serbatoio di argine.

The hydropower and PSH project development pipeline in each region and how they are distributed between projects “under construction” vs. earlier stages of “permitting and development”. South Asia has the largest hydropower development pipeline (118 GW). However, East Asia has the most hydropower capacity “under construction” and it is the only region where more than 50% of all capacity in the development pipeline is in advanced stages of development. United States and Canada has the second smallest hydropower pipeline by capacity (4 GW) of which 50% is “under construction”. South Asia and Southeast Asia and Oceania have by far the largest number of projects—more than 600 each—but their average capacity is significantly lower than for the projects in East Asia. East Asia has the largest PSH development pipeline (104 GW). PSH capacity “under construction” in that region (46.13 GW) is far greater than capacity “under construction” in all other regions combined (6.95 GW). Only two regions—East Asia and Europe—have more than two PSH projects in the “under construction” stage. United States and Canada has the second largest PSH pipeline (53 GW) of which all but 75 MW is in the United States. As discussed in Section 2.1, three U.S. projects with a combined capacity of 2.1 GW have obtained FERC authorization but have not met all the milestones to be classified as “under construction” in the international dataset. Sixty-one of the 67 PSH projects in the U.S. development pipeline are at a very early stage of the development process in which feasibility studies are being conducted. At this early stage, project attrition rates are very high. RECENT ASSESSMENTS IDENTIFY VAST GLOBAL PSH ENERGY STORAGE POTENTIAL PSH accounts for approximately 95% of installed global energy storage capacity in 2020 (IHA, 2020) and its energy storage cost (in dollars per kilowatt-hour) is lower than in most other commercially available energy storage technologies (see Section

5.1.2). Recent global PSH resource assessments show that there are hundreds of thousands of technically feasible sites for new PSH projects to support future grid scenarios with higher penetrations of variable renewables. Researchers from the Australian National University developed geographic information system algorithms to catalog potential closed-loop PSH sites around the world. In 2019, they published a global atlas of the 616,000 locations identified in their analysis, with a combined energy storage capacity of approximately 23 million GWh.¹⁸ The sites are further disaggregated into five categories depending on their estimated cost. Although only a small portion of the identified sites would ultimately be viable once more detailed geological and environmental studies are conducted, the authors estimate that developing as few as 1% of the identified energy storage capacity would be enough to fulfill the storage requirements of a global grid with 100% renewables. Hunt et al. (2020) use geographic, topographic, and hydrological data to search for suitable sites for seasonal PSH projects where upper reservoirs are built in proximity to major rivers to provide both water and energy storage. Combining a detailed siting assessment methodology and a cost model, they select as most promising 1,092 locations with estimated cost of storage below 50 \$/MWh. They are highly concentrated in mountainous regions and cost estimates are based on a power generating capacity of 1 GW. Relative to conventional hydropower dams that also provide energy and water storage services, the authors argue that seasonal PSH would have a lower land footprint to achieve the same energy storage volume because the upper reservoirs could fluctuate their elevation further than in-stream reservoirs do. The value of seasonal PSH projects would be highest in regions with substantial seasonal and interannual flow variability, which they could help smooth, and where the periods of high demand for water storage capacity do not coincide with the periods of highest electricity demand.

Energy is stored by effectively raising the potential energy of the water by pumping it to a higher level. The relation between head and energy is as follows: $E_p = mgh = \rho Vgh = \rho A'\delta hgh$ - E_p = potential energy (J) - m = mass (kg) - g = gravitational acceleration (m/s^2) - h = head, difference in water level between upper- and lower reservoir (m) - ρ = density of water (kg/m^3) - V = volume of water (m^3) - A' = effective surface area, equal to the surface area for a rectangular reservoir (m^2) - δh = 'thickness' of water layer of upper reservoir (m) The power then that can be generated is dependent on the discharge rate and the efficiency of converting the potential energy in electrical energy: $P = \rho g Q h \eta$ $P = E_p / t$ - P = power (W) - Q = discharge of water (m^3/s) - η = efficiency (-) - t = time (s) From the equations above it can be deduced that the power and storage capacity mostly rely on the difference in head, reservoir size and possible discharge. Naturally these are very location dependent parameters, resulting in a large range of storage plant layouts. The typical characteristics of a pumped storage plant are given in Table 2. Characteristic Range Head 5 – 1200 m Storage capacity 100 MWh – 5 TWh Installed power 20 – 3000 MW (10 – 500 MW per turbine) Roundtrip efficiency 75 – 85 % Response time 45 s (from full pumping to full generation mode) Levelised cost of energy storage (WEC, 2016a) 0.06 – 0.13 €/kWh. In Italy Caffese p.L. have 10 euro MWh.

Country	Pumped Storage Hydropower (MW)
China	102,080
United States	52,476
India	20,425
Philippines	10,270
Australia	5,555
Indonesia	5,280
Russia	4,360
Vietnam	2,700
United Kingdom	2,050
Austria	2,005
South Korea	1,850
Bosnia-Herzegovina	1,767
Germany	1,417
Switzerland	1,020
Romania	1,008
Iran	1,000
Morocco	950
Portugal	880
Greece	680

Fonte:FERC US Reclamation.Come si puo' notare l'Italia è fuori dai primi 20 paesi in pompaggi e la Cina predomina su tutti.Perchè L'Italia è fuori? Perchè i politici e pseudo esperti vogliono continuare a importare gas.

Caffese P.L,primo in Italia usa l'elettricità da pompaggi e rinnovabili come materia prima

Lo dice da 20 anni ma è sempre stato ostacolato da Ministri fossili del Mise ed ora del MITE.

Nel 2019-20, quasi il 43% dell'elettricità tedesca è stata generata da energie rinnovabili. Tendenza ascendente. Questa elettricità a basse emissioni di CO2 apre nuovi modi di collegare il sistema energetico e la produzione chimica, riassunti sotto lo slogan Power-to-X. La domanda su come potrebbero essere i nuovi processi elettrochimici che sintetizzano prodotti chimici di base come perossido di idrogeno, etene, alcoli o acidi con elettricità generata da fonti rinnovabili trova risposta nel progetto principale Fraunhofer "Elettricità come materia prima", che è stato completato nel 2019 . Il suo obiettivo: produrre prodotti chimici in modo più sostenibile con l'elettricità a lungo termine.

Processi e servizi per prodotti con un'impronta ecologica

A tal fine, Caffese vuole creare a Milano presso Polomimi e Bocconi il centro unico simile ai nove istituti Fraunhofer sotto la guida del Fraunhofer UMSICHT hanno unito le loro competenze e infrastrutture tecniche. I risultati di questa cooperazione sono know-how, prodotti, tecnologie di processo e servizi per l'industria di processo e l'industria energetica. A partire da sistemi dimostrativi per la produzione elettrochimica di sostanze chimiche attraverso catalizzatori e sistemi di elettrodi ottimizzati fino a strumenti per la modellazione, analisi di mercato e valutazione della sostenibilità.

Il centro di competenza digitale riunisce il know-how per l'accoppiamento settoriale

L'elettrochimica incontra l'ingegneria di processo: con questo motto Fraunhofer offre risultati di ricerca e know-how per aziende e istituzioni attive nel campo dell'accoppiamento settoriale - tramite il centro di competenza digitale eSource®. Come piattaforma di ricerca, sviluppo e formazione, combina i servizi di ricerca e sviluppo di tutti gli istituti Fraunhofer partecipanti e fornisce lo sviluppo del prodotto e l'ottimizzazione dei processi da un'unica fonte.



SCHEMA IDRO DI STOCCAGGIO Po-Valtellina (fino a 180 GW / 6.800 GWh)
Il più grande impianto idroelettrico di accumulo con pompaggio mai visto in Italia ed Europa?

"La mappa mostra come e dove potrebbe essere costruito il più grande impianto idroelettrico di pompaggio usando il Po e la Valtellina. Capacità di accumulo di energia

Lo schema non richiede un'unica massiccia diga alta circa 300 metri e lunga 2.000 metri per raccogliere circa 4,4 miliardi di metri cubi d'acqua nella valle superiore del fiume Po o Adda dove già ci sono impianti o Enel o Iren o a2a. Caffese usa in connessione Po-Valtellina-Adda e l'altezza media della superficie del serbatoio così utilizzato nei passaggi appennini-montani che sarebbe fino a 650 metri quando è pieno e la superficie sarebbe fino a 40 chilometri quadrati.

L'energia potenziale massima che potrebbe essere immagazzinata da un tale schema è colossale - circa 6.800 Gigawattora (6,8 TWh giorno)- che moltiplicati per 360 gg = 24480 TWh a cui devo sottrarre il 20% per pompaggi e desalinizzazione = 19.484 Nel primo calcolo sono 283 Gigawatt-giorni - capacità sufficiente per bilanciare e sostenere i generatori di energia rinnovabile intermittente come l'energia eolica e solare ora in uso per tutta l'Europa!"

Energia

Dovrebbero esserci varie stazioni di pompaggio e di generazione di turbine

in posizioni diverse: sul mare a Savona-Genova-La Spezia che pompa l'acqua di mare desalinizzata in salita tramite tubi pressurizzati a 600-650 metri di altezza fino a un pozzo d'acqua che alimenta un canale non pressurizzato in cui è dall'altra stazione di pompaggio e turbina alla base della diga che pompa l'acqua nel bacino intasato dalla diga.

Riempire o svuotare tutti i serbatoi in un giorno richiederebbe una portata di 51.000 metri cubi al secondo, l'equivalente del flusso di scarico del fiume Congo, superato solo dall'Amazzonia!

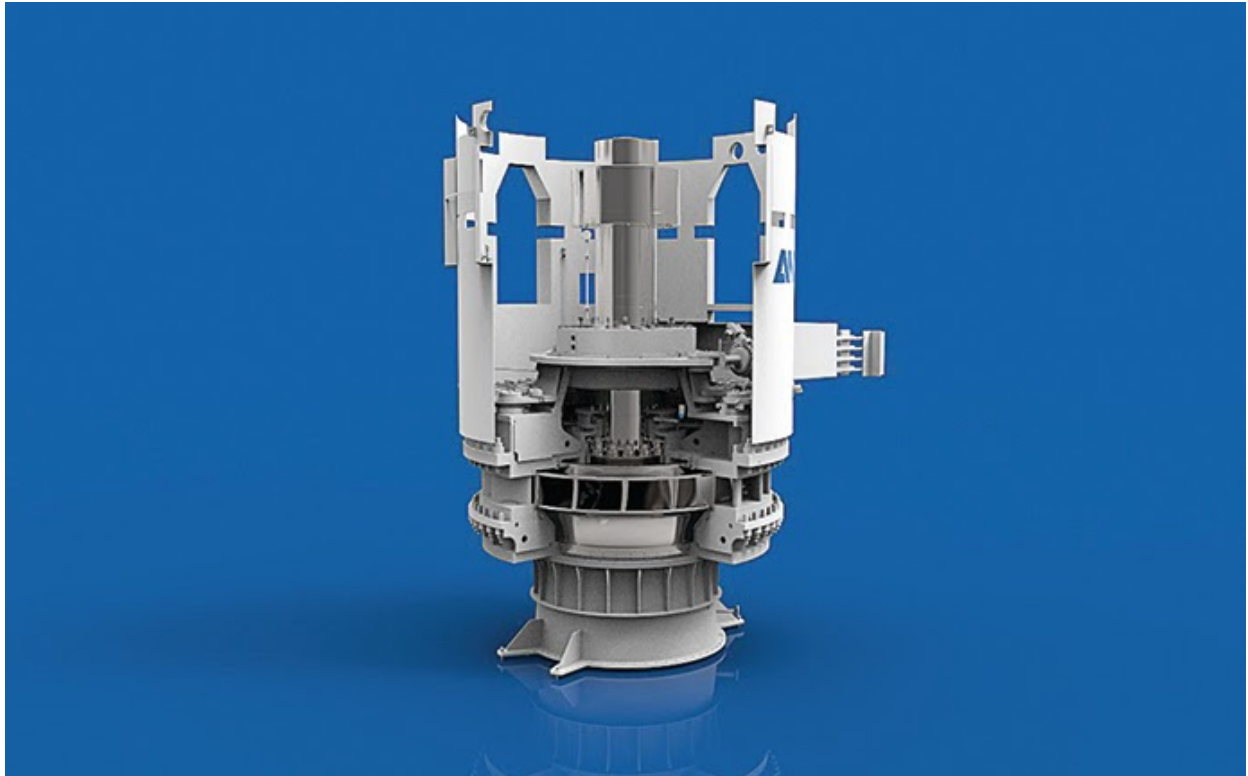
La capacità di svuotamento a tale portata potrebbe essere altrettanto colossale. Quando sono quasi vuoti e alimentano solo le turbine inferiori vicino al mare ed al Po, potrebbero essere prodotti circa 132 GW. Quando è quasi pieno e anche le turbine superiori alla base della diga sono completamente alimentate, potrebbero essere prodotti circa 264 GW.

La modellazione di una turbina eolica e di un sistema idroelettrico con pompaggio consiglia:

- capacità di immagazzinare energia = 1,5 giorni x potenza di picco richiesta suggerendo che una capacità energetica del deposito di 283 GW-giorni sarebbe sufficiente per servire una potenza di picco richiesta di $283 / 1,5 = 189$ GW, anche se questo potrebbe essere prodotto solo da teste di giacimento di almeno 430 metri, almeno l'8% della capacità energetica, ipotizzando una portata di 51.000 m³/s. Per fornire 189 GW dalla prevalenza operativa più bassa di 300 metri sarebbe necessario aumentare la capacità di flusso a 73.000 m³/s.

Ciò rappresenta molte volte più potenza e capacità di stoccaggio dell'energia di quanto sia necessario per soddisfare tutte le esigenze di stoccaggio della rete elettrica italiana per il backup e il bilanciamento dei generatori di energia elettrica rinnovabile intermittente, come le turbine eoliche e gli array fotovoltaici solari per il prossimo futuro, aprendo la possibilità di fornire servizi di stoccaggio dell'energia in rete anche all'Europa. Le maggiori richieste di energia italiane si verificano durante l'inverno con una potenza tipicamente di 55 GW. Questo picco, purtroppo, corrisponde a quello che è comunemente un periodo di vento debole di oltre una settimana in Europa: una combinazione tossica se non abbiamo una generazione affidabile in atto. È probabile che lo stoccaggio pompaggio possa coprire queste situazioni in modo economico, quindi è essenziale una fornitura adeguata di generatori affidabili. I sostenitori delle energie rinnovabili e dell'accumulo di massa dimenticano l'economia industriale, le bollette alte luce e gas importato, e il fatto che i prezzi dell'elettricità industriale in Italia fatta con molto gas, sono i secondi più alti d'Europa. È essenziale per il benessere economico dell'Italia disporre di elettricità dai pompaggi a basso costo (10 euro MWh). "La differenza principale sta in un design del generatore completamente diverso", ha spiegato a *The Engineer* Alexander Schwab,

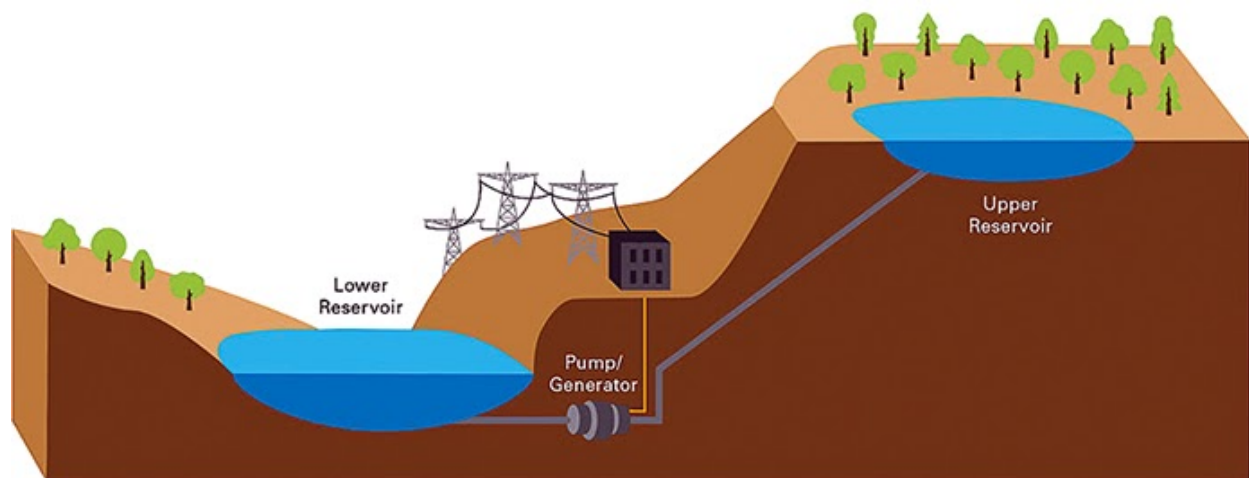
SVP di Andritz SVP della gestione del mercato . “Con i generatori sincroni convenzionali, il numero di poli e la frequenza della rete definiscono la velocità di rotazione dell'unità. Questo definisce la velocità di progetto della turbina/pompa. Di conseguenza, per le turbine a pompa è necessario trovare un compromesso tra turbina ottimale e pompa ottimale”. Secondo Schwab, le turbine variabili consentiranno di progettare individualmente i campi di funzionamento per il pompaggio e la generazione. Ciò dovrebbe consentire a Fengning di gestire meglio la propria produzione e fornire una maggiore flessibilità della rete.



Andritz fornisce turbine a pompa a velocità variabile per il progetto cinese Fengning

Andritz ha precedentemente installato la tecnologia presso l'impianto di pompaggio di Goldisthal in Germania, ma questa è la prima volta che le unità a velocità variabile verranno utilizzate nel settore idroelettrico cinese in continua espansione. "Prendendo in considerazione tutti i fatti, sarà un progetto che richiederà la massima attenzione da parte di Andritz", ha affermato Schwab. Quando Fengning sarà online, la Cina avrà tre dei quattro più grandi impianti di pompaggio del mondo. La tecnologia è vista come sempre più vitale se il Paese vuole svezarsi dal carbone che ha alimentato il progresso industriale degli ultimi decenni. L'inquinamento atmosferico in tutta la Cina, in particolare intorno a Pechino, ha raggiunto livelli così preoccupanti che non è più semplicemente un problema di salute pubblica. Parlando di recente, il ministro per la protezione dell'ambiente del paese, Li Ganjie, ha ammesso che la qualità dell'aria è diventata una questione di stabilità sociale. Sebbene rimanga il più grande

inquinatore del mondo, la Cina si è impegnata a ridurre le emissioni di CO₂ del 60-65% entro il 2030. Se si vuole raggiungere questo obiettivo, la massiccia espansione delle energie rinnovabili, insieme allo stoccaggio mediante pompaggio, dovrà svolgere un ruolo chiave. Di ritorno nel Regno Unito, i piani sono in corso per un altro grande progetto. Sebbene non sia sulla stessa scala di Fengning, l'impianto idroelettrico di Coire Glas vanterà una potenza di 1.500 MW. Si troverà ad est di Fort William, nella Great Glen delle Highlands scozzesi. Utilizzando Loch Lochy come specchio d'acqua inferiore, lo sviluppatore SSE prevede di costruire un serbatoio superiore a 500 m sopra, con una pendenza relativamente ripida che fornisca una buona efficienza energetica.



L'elettricità in eccesso viene utilizzata per creare energia potenziale gravitazionale.

Gli errori di Confindustria dal loro piano elettricità futura con proposta di modifiche al decreto semplificazioni dove dimenticano i pompaggi.

Chiude Confindustria con la promessa della realizzazione del Green Deal che potrebbe attivare almeno 100 miliardi di investimenti e 90.000 nuovi occupati nel solo settore elettrico. Abbiamo la responsabilità di renderlo possibile! Elettricità Futura partecipa molto poco e con costi enormi alla ripresa del nostro Paese! Le critiche di Caffese:

-Spendere 100 miliardi per produrre da 300 a 400 TWh, mi sembra ridicolo

-Caffese parla di spendere 45 miliardi in pompaggi ed altri 40 tra chimica verde-industria 5.0 e filiera mare per arrivare ad un PIL di 150 miliardi annui additivi in energia e 400 miliardi annui additivi in PIL industriale per produrre 3.000 TWh in pompaggi di cui 960 TWh vanno in rete elettrica e 2040 TWh in conversione di chimica verde per gas verde-idrogeno verde-ammoniaca e fertilizzanti verdi

-Caffese parla di un minimo di 1 milione di posti per arrivare a 4 milioni.

DL Semplificazioni come migliorarlo! 66 GW Trend inerziale 125 GW Green Deal 2015 2018 2021 2024 2027 2030 NOTE Elaborazioni EF su dati Piano Nazionale Integrato Energia e Clima italiano – dicembre 2019 e Commissione Europea. Nel 2015 i GW erano 51. Potenza 2030 secondo il trend inerziale di 66 GW: stimati con un incremento medio annuo di capacità rinnovabile di 1 GW. + 7 GW/anno sono gli impianti rinnovabili da realizzare per raggiungere il target Green Deal 2030. + 0,8 GW/2020 è la capacità rinnovabile del 2020 di cui 120 MW fotovoltaico utility scale (-50% rispetto al 2019) e 85 MW eolico (-80% rispetto al 2019). 7 GW sono quasi 10 volte quanto realizzato

mediamente negli ultimi anni. Con l'attuale trend gli obiettivi al 2030 saranno raggiunti nel 2090.

www.elettricitafutura.it | all rights reserved | 5

1. Inclusione impianti gestione rifiuti tra interventi di pubblica utilità, indifferibili e urgenti (art. 18).

2. Perentorietà dei termini e adozione VIA qualora inutilmente decorsi (art. 20).

3. Gestione transitorio e autorizzazioni in itinere (art. 20).

4. Ripristino preavviso di rigetto (art. 25).

5. Semplificazione per impianti di accumulo (art. 31).

6. Impianti agrovoltai (art. 31).

7. Inclusione nuova deroga Impianti fotovoltaici su terreni agricoli (art. 31).

8. Repowering impianti FV in PAS (art. 32).

9. Repowering impianti FV e Idro in comunicazione edilizia libera (art. 32).

10. Repowering impianti eolici (art. 32).

11. Completo superamento spalmaincentivi (art. 32 bis)

Ulteriori proposte DL Semplificazioni: Indice delle proposte di modifica in ordine di articolo del DL www.elettricitafutura.it | all rights reserved | 6

Proposta di modifica EF (in rosso) Inserire gli impianti per la gestione dei rifiuti tra gli interventi di pubblica utilità, indifferibili e urgenti.

1. Al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) all'articolo 7-bis 1) il comma 2-bis è sostituito dal seguente: «2-bis. Le opere, gli impianti e le infrastrutture necessari alla realizzazione dei progetti strategici per la transizione energetica del Paese inclusi nel Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) e al raggiungimento degli obiettivi fissati dal Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC), predisposto in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999, nonché quelle necessarie a colmare i fabbisogni impiantistici per la gestione dei rifiuti individuati dal Programma Nazionale per la gestione dei rifiuti di cui all'articolo 198-bis del presente decreto, come individuati nell'Allegato I-bis, e le opere ad essi connesse costituiscono interventi di pubblica utilità, indifferibili e urgenti.»;

2) il comma 2-ter è abrogato;

b) dopo l'allegato I alla Parte seconda, è inserito l'allegato I-bis, di cui all'allegato I al presente decreto.

1. Inclusione impianti gestione rifiuti tra interventi di pubblica utilità, indifferibili e urgenti (art. 18) www.elettricitafutura.it | all rights reserved | 7

Proposta di modifica EF (in rosso) Nel caso di impianti di competenza statale inserire perentorietà delle tempistiche previste e l'adozione VIA positiva qualora inutilmente decorsi i termini (nel caso in cui anche il titolare del potere sostitutivo non risponda nei termini).

1. Al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, all'articolo 25, i commi 2 e 2-bis sono sostituiti dai seguenti: «2. Nel caso di progetti di competenza statale, ad esclusione di quelli di cui all'articolo 8, comma 2-bis, l'autorità competente, entro il termine perentorio di sessanta giorni dalla conclusione della fase di consultazione di cui all'articolo 24, adotta il provvedimento di VIA previa acquisizione del concerto del competente direttore generale del Ministero della cultura entro il termine perentorio di trenta giorni. Nei casi di cui al precedente periodo, qualora sia necessario procedere ad accertamenti e indagini di particolare complessità, l'autorità competente, con atto motivato, dispone il prolungamento della fase di valutazione sino a un massimo di ulteriori trenta giorni, dando tempestivamente comunicazione per via telematica al proponente delle ragioni che giustificano la proroga e del termine entro cui sarà emanato il provvedimento. Nel caso di consultazioni transfrontaliere il provvedimento di VIA è proposto all'adozione del Ministro entro il termine di cui all'articolo 32, comma 5-bis.

2-bis. Per i progetti di cui all'articolo 8, comma 2-bis, la Commissione di cui al medesimo comma 2-bis, si esprime entro il termine perentorio di trenta giorni dalla conclusione della fase di consultazione di cui all'articolo 24 e comunque entro il termine di centotrenta giorni dalla data di pubblicazione della documentazione di cui all'articolo 23 predisponendo lo schema di provvedimento di VIA. Nei successivi trenta giorni, il direttore generale del Ministero della transizione ecologica adotta il provvedimento di VIA, previa acquisizione del concerto del competente direttore generale del Ministero della cultura entro il termine perentorio di venti giorni. Nel caso di consultazioni transfrontaliere il provvedimento di VIA è adottato entro il termine di cui all'articolo 32, comma 5-bis.

2-ter. (...).

2-quater. In caso di inerzia nella conclusione del procedimento da parte delle Commissioni di cui all'articolo 8, commi 1 e 2-bis, il titolare del potere sostitutivo, nominato ai sensi dell'articolo 2 della legge 7 agosto 1990, n. 241, acquisito, qualora la competente commissione di cui all'articolo 8 non si sia pronunciata, il parere dell'ISPRA entro il termine di trenta giorni, provvede all'adozione dell'atto omesso entro i successivi trenta giorni. In caso di inerzia nella conclusione del procedimento da parte del direttore generale del ministero della transizione ecologica ovvero in caso di ritardo nel rilascio del concerto da parte del direttore generale competente del Ministero della cultura, il titolare del potere sostitutivo, nominato ai sensi dell'articolo 2 della legge n. 241 del 1990, provvede al rilascio degli atti di relativa competenza entro i successivi trenta giorni. Decorsi i termini il provvedimento di VIA si intende positivamente rilasciato».

2. Perentorietà dei termini e adozione VIA qualora inutilmente decorsi (art. 20) www.elettricitafutura.it | all rights reserved | 8

Proposta di modifica EF (in rosso) Chiarire la disciplina da applicare ai procedimenti in corso prevedendo la facoltà per il proponente di

chiedere l'applicazione della normativa di cui al presente decreto. All'articolo 20 dopo il comma 1 aggiungere il seguente comma: 1-bis. Alla data di entrata in vigore del presente decreto i procedimenti di cui al Titolo I della Parte Seconda che risultano pendenti sono disciplinati dalla previgente disciplina in materia di verifica di assoggettabilità alla valutazione di impatto ambientale e di valutazione di impatto ambientale di cui al decreto legislativo 3 aprile 2006 n. 152, secondo la ripartizione di competenze tra Stato e Regioni e Province autonome. È fatta salva per il proponente la facoltà di presentare entro 20 giorni dalla nomina dei componenti della Commissione Tecnica PNRR - PNIEC, istanza per lo svolgimento dei procedimenti con applicazione della disciplina di cui al presente articolo. Parimenti rimangono soggetti alla previgente disciplina i progetti rispetto ai quali, alla data di pubblicazione del presente decreto, i termini previsti per il completamento delle procedure di verifica di assoggettabilità alla valutazione di impatto ambientale e di valutazione di impatto ambientale risultano già decorsi. 3. Gestione transitorio e autorizzazioni in itinere (art. 20) www.elettricitafutura.it | all rights reserved | 9 Proposta di modifica EF (in rosso) Ripristinare il preavviso di rigetto e quindi la possibilità di fornire osservazioni da parte del proponente sui motivi di diniego formulati dall'amministrazione nelle procedure di valutazione preliminare, verifica di assoggettabilità a VIA, VIA e verifica di ottemperanza. a) (...) b) all'articolo 6: 1) dopo il comma 6 è inserito il seguente: «6-bis. Qualora nei procedimenti di VIA di competenza statale l'autorità competente coincida con l'autorità che autorizza il progetto, la valutazione di impatto ambientale viene rilasciata dall'autorità competente nell'ambito del procedimento autorizzatorio.»; 2) dopo il comma 10, è inserito il seguente: "10-bis. Ai procedimenti di cui ai commi 6, 7 e 9 del presente articolo, nonché all'articolo 28, non si applica quanto previsto dall'articolo 10-bis della legge 7 agosto 1990, n. 241." 4. Ripristino preavviso di rigetto (art. 25) www.elettricitafutura.it | all rights reserved | 10 Proposta di modifica EF (in rosso) Semplificare le procedure autorizzative per accumuli elettrochimici mediante una serie di interventi: • Estensione della PAS per impianti di accumulo, in assenza di modifica su aree e altezze e destinazione urbanistica, ubicati in aree ove sono situati impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonte fossile, a prescindere dalla loro potenza (eliminare soglia 300 MW). • Estensione della PAS per opere di connessione e impianti di accumuli connessi a impianti FER esistenti a prescindere dall'occupazione di nuove aree. 1. All'articolo 1 del decreto-legge 7 febbraio 2002, n. 7, convertito, con modificazioni, dalla legge 9 aprile 2002, n. 55, sono apportate le seguenti modificazioni: a) al comma 2-quater lett. a) sono eliminate le parole "di potenza inferiore ai 300 MW termici"; b) al comma 2-quater lett. b) le parole "ubicati all'interno di aree già occupate da impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonte fossile di potenza maggiore o uguale a 300 MW termici in servizio, nonché gli impianti "stand-alone" ubicati in aree non industriali e le eventuali connessioni alla rete" sono sostituite dalle parole "diversi da quelli previsti alla lett. a)", c) al comma 2 quater, lettera c) abrogare il punto 2 e conseguentemente al punto 3 sono abrogate le parole "e l'impianto di accumulo elettrochimico non comporta occupazione di nuove aree". 5. Semplificazione per impianti di accumulo (art. 31) (1/2) www.elettricitafutura.it | all rights reserved | 11 Proposta di modifica EF (in rosso) Semplificare le procedure autorizzative per accumuli elettrochimici mediante una serie di interventi: • Estensione della PAS per accumuli abbinati a fonti rinnovabili autorizzati ma non ancora in esercizio • Favorire l'integrazione dei sistemi di accumulo elettrochimico negli impianti a fonti rinnovabili, anche per iter autorizzativi già avviati, senza comportare ulteriori ritardi o appesantimenti. • Stralcio del riferimento ai soli impianti «stand alone» e inserimento tra gli interventi non assoggettabili a valutazioni ambientali anche delle opere di connessione e degli accumuli connessi a FER esistenti. 1. All'articolo 1 del decreto-legge 7 febbraio 2002, n. 7, convertito, con modificazioni, dalla legge 9 aprile 2002, n. 55, sono apportate le seguenti modificazioni (segue): (...) d) al comma 2 quater, lettera c) dopo il punto 3) è inserito il seguente: "3 bis) procedura abilitativa semplificata di cui all'art. 6 del decreto legislativo 3 marzo 2011 n.28 se l'impianto di produzione di energia elettrica alimentato da fonti rinnovabili è in esercizio ovvero autorizzato ma non ancora in esercizio". e) dopo il comma 2 quater è inserito il seguente "2-quinquies. Qualora, in pendenza di un procedimento di autorizzazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, intervenga una modifica progettuale consistente nell'inserimento di un impianto di accumulo elettrochimico, tale modifica non comporta alcuna variazione dei tempi e delle modalità di svolgimento del procedimento autorizzativo e di ogni altra valutazione già avviata, ivi incluse le valutazioni ambientali". f) a) dopo il comma 2-quater è inserito il seguente: "2 quinquies. sexies-. Gli impianti di accumulo elettrochimico di tipo "stand-alone" e le relative connessioni alla rete elettrica di cui al comma 2-quater lettere a), b), c).3 e d) non sono sottoposti alle procedure di valutazione di impatto ambientale e di verifica di assoggettabilità di cui

al decreto legislativo 3 aprile 2006, n.152, salvo che le opere di connessione non rientrino nelle suddette procedure.";

5. Semplificazione per impianti di accumulo (art. 31) (2/2) www.elettricitafutura.it | all rights reserved | 12 Proposta di modifica EF (in rosso) Chiarire il testo, includendo anche l'allevamento tra le possibili attività da condurre in sinergia con la produzione rinnovabile ed adottando un approccio di neutralità tecnologica che consenta la scelta della migliore soluzione tecnologica in grado di adattarsi allo specifico contesto rurale. All'articolo 65 del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 marzo 2012, n. 27, dopo il comma 1-ter è inserito il seguente: "1-quater. Il comma 1 non si applica agli impianti agrovoltai che adottino soluzioni tecnologiche integrative con montaggio verticale dei moduli, in modo da tali da garantire l'esercizio non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola dell'attività agrozootecnica, da realizzarsi contestualmente a sistemi di monitoraggio che consentano di verificare l'impatto sulle colture ove presenti. 6. Impianti agrovoltai (art. 31, comma 5) www.elettricitafutura.it | all rights reserved | 13 Proposta di modifica EF (in rosso) Prevedere la possibilità di ammettere ai meccanismi di supporto anche i nuovi impianti fotovoltaici realizzati su terreni agricoli incolti. 5. All'articolo 65 del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 marzo 2012, n. 27, dopo il comma 1-ter sono inseriti i seguenti: «1-quater. ...» «1-quinquies. Il comma 1 non si applica neanche agli impianti solari fotovoltaici con moduli collocati a terra da realizzare su aree non adibite da almeno tre anni all'esercizio delle attività indicate nell'articolo 2135 del codice civile a prescindere dalla categoria catastale e dalla destinazione urbanistica attribuita all'area considerata, nonché agli impianti di potenza fino ad 1 MW realizzati da aziende agricole in connessione con l'attività agricola nel rispetto dei parametri di cui alla circolare 32E/2009 dell'Agenzia delle Entrate». 7. Inclusione nuova deroga Impianti fotovoltaici su terreni agricoli (art. 31) www.elettricitafutura.it | all rights reserved | 14

12.800.000 ha superficie agricola utilizzata 3.700.000 ha superficie agricola non utilizzata 35 GW a terra di FV: le sinergie del fotovoltaico con il settore agricolo 16.500.000 ha superficie agricola totale in Italia In Italia la nuova capacità di fotovoltaico al 2030 dovrà essere di 50 GW di cui circa 35 GW a terra. 0,3% della superficie agricola totale 1,4% della superficie agricola non utilizzata La realizzazione dei 35 GW di impianti FV previsti a terra impegnerà una superficie pari a 50.000 ettari (ha). Anche nel caso (puramente ipotetico) che fossero usate soltanto superfici agricole (e non anche le aree industriali ed ex industriali) i 50.000 ettari rappresenterebbero appena: oppure www.elettricitafutura.it | all rights reserved | 15 Proposta di modifica EF (in rosso) Semplificare le procedure autorizzative per favorire gli interventi di repowering degli impianti fotovoltaici esistenti o già autorizzati a parità di suolo occupato, sulla base di specifici criteri da rispettare. In particolare gli interventi prevederanno il rispetto di un'altezza massima dal suolo delle strutture e favoriranno l'installazione di nuove soluzioni tecnologiche in grado di massimizzare la produzione rinnovabile. All'articolo 5 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, sono apportate le seguenti modificazioni: a) al comma 3, dopo il secondo periodo sono aggiunti i seguenti: "Non sono sottoposti a valutazioni ambientali e paesaggistiche e sono assoggettati alla procedura abilitativa semplificata di cui all'articolo 6, in quanto costituenti varianti non sostanziali, gli interventi da realizzare su progetti e su impianti fotovoltaici con moduli a terra, anche se non ancora realizzati, a condizione che gli interventi non comportino incrementi dell'area autorizzata e destinata ad ospitare gli impianti stessi, a prescindere dalla potenza elettrica risultante. Rientrano nella presente ipotesi gli interventi che, anche a seguito della sostituzione dei moduli, delle strutture di supporto dei medesimi e degli altri componenti, anche mediante la modifica del layout dell'impianto, comportano una variazione delle volumetrie di servizio nonché una variazione dell'altezza massima dal suolo non superiore al 50 per cento. Per quanto riguarda l'area occupata dalle opere di connessione, la stessa può essere incrementata rispetto all'area autorizzata nei limiti e nella misura in cui l'occupazione di nuove aree sia strettamente necessaria a realizzare la nuova infrastruttura di connessione per garantire l'immissione in rete della nuova potenza. Resta inteso che le nuove aree necessarie alle opere di connessione non dovranno essere soggette a vincoli paesaggistici. L'assenza di vincoli paesaggistici ai sensi del decreto legislativo 42/2004 presenti sull'area interessata dalle nuove opere infrastrutturali al momento della presentazione della istanza autorizzativa dovrà risultare da una relazione asseverata da allegarsi alla richiesta di PAS. Le aree contermini non rilevano ai presenti fini.";

8. Repowering impianti FV in PAS (art. 32, comma 1) www.elettricitafutura.it | all rights reserved | 16 Proposta di modifica EF (in rosso) Chiarire che gli interventi che comportano la sola variazione della soluzione tecnologica utilizzata, senza aumento dell'area coinvolta dagli impianti rinnovabili e delle opere connesse, potranno essere effettuati con procedure semplificate e saranno esclusi da valutazioni ambientali in quanto non sostanziali. All'articolo 5 del decreto legislativo 3

marzo 2011, n. 28, sono apportate le seguenti modificazioni: a) (....) a-bis) al comma 3, il terzo e il quarto periodo sono sostituiti dal seguente: "Non sono considerati sostanziali "Non sono sottoposti a valutazioni ambientali e paesaggistiche, e sono sottoposti alla disciplina di cui all'articolo 6, comma 11, in quanto costituenti varianti non sostanziali, gli interventi da realizzare sui progetti e sugli impianti fotovoltaici ed idroelettrici che, anche se consistenti nella modifica della soluzione tecnologica utilizzata, non comportano variazioni delle dimensioni fisiche degli apparecchi, della volumetria delle strutture e dell'area destinata ad ospitare gli impianti stessi, nè delle opere connesse a prescindere dalla potenza elettrica risultante a seguito dell'intervento. Restano ferme, laddove previste, le procedure di verifica di assoggettabilità e valutazione di impatto ambientale di cui al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152. 9. Repowering impianti FV e Idro in comunicazione edilizia libera (art. 32, comma 1) www.elettricitafutura.it | all rights reserved | 17 Proposta di modifica EF (in rosso) Prevedere, in analogia con le altre fonti, che anche gli interventi su impianti eolici sottoposti a PAS non siano soggetti ad autorizzazioni ambientali e paesaggistiche, tenuto conto della complessità di tali procedure, delle lunghe tempistiche autorizzative e del fatto che i progetti in questione sono relativi ad aree sulle quali insistono già progetti eolici, già sottoposte al momento dell'autorizzazione alle procedure vigenti. Adeguare i parametri tecnici introdotti della norma per la definizione del sito dell'impianto eolico alle nuove tecnologie ed alle caratteristiche effettive degli impianti sul mercato; coordinare la previsione inerente l'altezza massima degli aerogeneratori che nel testo dell'articolo è menzionata due volte con definizioni differenti, creando problematiche interpretative; precisare, per evitare dubbi interpretativi, che i diametri menzionati sono riferiti ai rotori. 1. All'articolo 5 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, sono apportate le seguenti modificazioni: a) (....) a-bis) (...) a-ter) al comma 3, il quinto, il sesto e il settimo periodo sono sostituiti dal seguente: (...) Non sono sottoposti a valutazioni ambientali e paesaggistiche e sono assoggettati alla procedura abilitativa semplificata di cui all'articolo 6, in quanto costituenti varianti non sostanziali, gli interventi da realizzare sui progetti e sugli impianti eolici, anche se non ancora realizzati, nonché sulle relative opere connesse, che a prescindere dalla potenza nominale risultante dalle modifiche, vengono realizzati nello stesso sito dell'impianto eolico e che comportano una riduzione minima del numero degli aerogeneratori rispetto a quelli già esistenti o autorizzati. I nuovi aerogeneratori, a fronte di un incremento del loro diametro, dovranno avere un'altezza massima, intesa come altezza dal suolo raggiungibile dalla estremità delle pale, non superiore all'altezza massima dal suolo raggiungibile dalla estremità delle pale dell'aerogeneratore già esistente moltiplicata per il rapporto fra il diametro del rotore del nuovo aerogeneratore e il diametro dell'aerogeneratore già esistente. Restano ferme, laddove previste, le procedure di verifica di assoggettabilità e valutazione di impatto ambientale di cui al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152» 10. Ampliare repowering impianti eolici (art. 32, comma 1) (1/2) www.elettricitafutura.it | all rights reserved | 18 Proposta di modifica EF (in rosso) b) dopo il comma 3 sono inseriti i seguenti: "3-bis. Per "sito dell'impianto eolico" si intende: a) nel caso di impianti su una unica direttrice, il nuovo impianto è realizzato sulla stessa direttrice con una deviazione massima di un angolo di 20° 10°, utilizzando la stessa lunghezza più una tolleranza pari al 15 20 per cento della lunghezza dell'impianto autorizzato, calcolata tra gli assi dei due aerogeneratori estremi, arrotondati per eccesso; b) nel caso di impianti dislocati su più direttrici, la superficie planimetrica complessiva del nuovo impianto è all'interno della superficie autorizzata, definita dal perimetro individuato, planimetricamente, dalla linea che unisce, formando sempre angoli convessi, i punti corrispondenti agli assi degli aerogeneratori autorizzati più esterni, con una tolleranza complessiva del 15 per cento. 3-ter. Per "riduzione minima del numero di aerogeneratori" si intende: a) nel caso in cui i rotori degli aerogeneratori esistenti o autorizzati abbiano un diametro d1 inferiore o uguale a 70 80 metri, il numero dei nuovi aerogeneratori non deve superare il minore fra $n1 \cdot 2/3$ e $n1 \cdot d1 / (d2 - d1)$; b) nel caso in cui i rotori degli aerogeneratori esistenti o autorizzati abbiano un diametro d1 superiore a 70 80 metri, il numero dei nuovi aerogeneratori non deve superare $n1 \cdot d1 / d2$ arrotondato per eccesso dove: 1) d1: diametro rotori già esistenti o autorizzati; 2) n1: numero aerogeneratori già esistenti o autorizzati; 3) d2: diametro nuovi rotori; 4) h1: altezza raggiungibile dalla estremità delle pale rispetto al suolo (TIP) dell'aerogeneratore già esistente o autorizzato. 3. quater. Per altezza massima dei nuovi aerogeneratori" h2 raggiungibile dalla estremità delle pale, si intende: i. per gli aerogeneratori di cui al comma 3.ter lettera a) $3 \cdot h1$ ossia il triplo dell'altezza massima dal suolo h1 raggiungibile dalla estremità delle pale dell'aerogeneratore già esistente. ii. per gli aerogeneratori di cui al comma 3.ter lettera b) $2 \cdot h1$ ossia il doppio dell'altezza massima dal suolo h1 raggiungibile dalla estremità delle pale dell'aerogeneratore già esistente. 10. Ampliare repowering impianti eolici (art. 32, comma 1) (2/2) www.elettricitafutura.it | all rights reserved |

19 Proposta di modifica EF (in rosso) Consentire l'effettiva competizione fra progetti di rinnovamento di impianti che insistono su siti che a suo tempo non hanno aderito all'opzione c.d. «spalmaincentivi» e progetti di nuovi impianti all'interno delle procedure competitive di sostegno. Dopo l'articolo 32 aggiungere il seguente Articolo 32 bis All'articolo 56 del decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76, convertito con modificazioni dalla legge 11 settembre 2020, n. 120, sono apportate le seguenti modificazioni: 1) sostituire il comma 4 con il seguente comma "4. Gli impianti inseriti in posizione utile nelle graduatorie di cui al comma 3 sono ammessi agli incentivi di cui al comma 3."; 2) al comma 5, sostituire le parole "senza l'applicazione delle condizioni di cui al medesimo comma 3 e al comma 4" con le seguenti parole "e godono di una priorità nella formazione delle relative graduatorie ai fini dell'incentivazione attraverso le procedure competitive delle aste ovvero dei registri, a condizione che la relativa offerta di riduzione percentuale sia pari o inferiore di non più del 10% rispetto alle eventuali offerte concorrenti relative a progetti di intervento, partecipanti all'asta o al registro, di cui al precedente comma 3." 3) Dopo il comma 5 inserire il seguente comma "5-bis. Per gli interventi di integrale ricostruzione il valore del coefficiente di gradazione indicato al paragrafo 2.1.2 dell'Allegato 2 del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 23 giugno 2016 viene posto pari ad 1.". 11. Completo superamento spalmaincentivi (art. 32 bis) www.elettricitafutura.it | all rights reserved | 20 Ulteriori proposte sui seguenti temi a) Modifiche all'art. 177 del Codice Appalti. b) Semplificazione dei procedimenti per impianti idroelettrici di piccole dimensioni. c) Proroga incentivi impianti biomasse e bioliquidi. d) Eliminare/aumentare il limite dei 10 MW per l'applicazione delle semplificazioni previste per gli impianti fotovoltaici in area industriale, produttiva e commerciale. e) Autotutela nei provvedimenti di decadenza/decurtazione del GSE. f) Delimitazione ruolo del MIC. g) Procedura dedicata in tema sistemi di accumulo per impianti idroelettrici a pompaggio. h) ZES: modifiche all'art. 57. i) Procedure autorizzative per produzione di idrogeno da fonti rinnovabili.

Progettare la casa con l'idrogeno verde da pompaggi.

L'idrogeno, una volta ai margini del dibattito sull'energia nel Regno Unito, sembra destinato a svolgere un ruolo da protagonista nel nostro futuro a basse emissioni di carbonio, in particolare quando si tratta di riscaldare le nostre case. Rapporti di Jon Excell Una casa-spettacolo bifamiliare alla periferia di Gateshead può sembrare un luogo improbabile per una rivoluzione tecnologica. Ma quando questo edificio dall'aspetto apparentemente insignificante aprirà i battenti nelle prossime settimane, segnerà un momento chiave nell'accelerazione della transizione del Regno Unito verso un'economia a zero emissioni di carbonio.



Guidato da Northern Gas Networks e supportato da BEIS, il progetto Hydrogen House a Gateshead è la prima dimostrazione pubblica del Regno Unito della casa dell'idrogeno

Questo perché lo sviluppo in questione – l'ultimo di una serie di progetti pionieristici guidati dal settore del gas nel Regno Unito – sarà il sito della prima dimostrazione pubblica nel Regno Unito di una casa alimentata interamente a idrogeno. Con l'energia utilizzata per riscaldare le nostre case e gli spazi di lavoro che rappresentano quasi il 17% delle emissioni totali di carbonio del Regno Unito, il passaggio a sistemi di riscaldamento a basse emissioni di carbonio sarà fondamentale per realizzare le ambizioni di zero emissioni del Regno Unito. E mentre si prevede che un'ampia gamma di tecnologie, tra cui pompe di calore, elettrificazione e persino **energia geotermica da miniere di carbone abbandonate** (The Engineer, settembre 2020) svolgerà un ruolo, c'è una crescente sensazione sia nell'industria che nel governo che l'idrogeno avrà il ruolo da protagonista. Uno degli sforzi chiave che guidano questa è stata la BEIS finanziato e Arup portato **programma Hy4Heat** costituita nel 2017 per esplorare la possibilità di sostituire il gas naturale con idrogeno per il riscaldamento e la cottura. La suddetta sperimentazione a Gateshead (il progetto Hydrogen House guidato da Northern Gas Networks) è una delle tante iniziative finanziate attraverso il programma. Il manager di Hy4Heat, l'ingegnere civile di Arup Heidi Genoni, ha dichiarato a The Engineer che l'iniziativa, che ha riunito un consorzio di aziende energetiche, produttori di elettrodomestici e ricercatori, ha contribuito a guidare un profondo cambiamento nell'atteggiamento nei confronti del ruolo che l'idrogeno potrebbe svolgere nel nostro futuro miscela energetica. **Quello che stiamo suggerendo al governo è che da una certa**

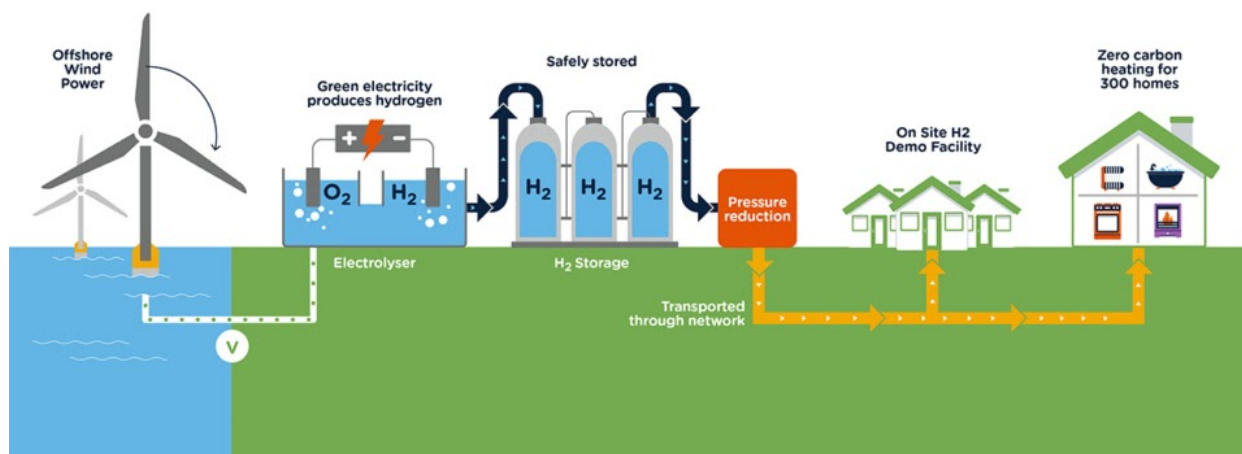
data nel futuro impongano che ogni caldaia sia pronta per l'idrogeno-**Carl Arntzen – CEO, Worcester Bosch**

Quando il programma è iniziato, ha detto, si trattava tanto di escludere l'idrogeno come opzione quanto di qualsiasi altra cosa, ma mentre il team del progetto si faceva strada attraverso domande chiave su tutto, dalla fattibilità degli apparecchi a idrogeno all'accettazione pubblica, il motivo per mettere il gas al centro della transizione energetica del Regno Unito si è rafforzato. "Mentre il programma è andato avanti, abbiamo scoperto che tutto è fattibile e abbiamo trovato un modo per superare vari ostacoli", ha detto. "Tutti stanno iniziando a rendersi conto che questa potrebbe davvero essere una possibilità molto reale." Una delle chiavi di questo è stato il contributo di alcuni dei più grandi nomi del riscaldamento domestico, tra cui il produttore di caldaie leader del mercato britannico Worcester Bosch, che ha sviluppato un prototipo di caldaia pronta per l'idrogeno che sta per essere messo alla prova in una serie di prove importanti. Carl Arntzen, CEO di Worcester Bosch, ha dichiarato a The Engineer che quando la società ha iniziato a esaminare seriamente l'idrogeno circa cinque anni fa, ha deciso di rispondere a due domande chiave: può essere bruciato in sicurezza in una caldaia domestica ed è possibile realizzare una caldaia a idrogeno è la stessa dimensione di un sistema esistente?



Caldaia Worcester Bosch pronta per l'idrogeno Il team di Arntzen ha iniziato esaminando cosa potrebbero significare le differenze tra idrogeno e gas naturale in termini di fondamenti di ingegneria. Una prima vittoria è stata la realizzazione che l'idrogeno e il gas naturale hanno un indice di Wobbe sostanzialmente simile. Questa è una misura della quantità di energia termica all'interno di un dato volume di gas. Arntzen ha spiegato che mentre l'idrogeno ha un potere calorifico inferiore rispetto al gas naturale, la sua densità è molto maggiore, il che significa che gli stessi volumi di idrogeno e gas naturale forniranno all'incirca la stessa energia termica. Ciò ha fornito la certezza iniziale che non solo una caldaia a idrogeno potrebbe essere fisicamente delle stesse dimensioni (e quindi non richiederebbe ai futuri clienti di riconfigurare le proprie case) ma che sarebbe anche compatibile con la rete del gas esistente. "La dimensione della rete del gas esistente è più o meno accettabile e fornisce la stessa quantità di energia sia che si fornisca il 100% di gas naturale o il 100% di idrogeno", ha affermato. Tuttavia, le proprietà dell'idrogeno presentavano una serie di sfide ingegneristiche. Ad esempio, ha una velocità di fiamma molto più veloce rispetto al gas naturale che, ha affermato Arntzen, ha creato alcune sfide iniziali su come controllare il processo di combustione. Il team ha anche riscontrato alcuni problemi iniziali con il "flashback", un risultato sia della velocità della fiamma che dell'altezza di fiamma più breve dell'idrogeno. "L'accensione stava accendendo il carburante a monte del bruciatore, quindi stavamo ottenendo un ritorno di fiamma", ha spiegato. "Era perfettamente

sicuro, ma ovviamente la tua caldaia che esplode ogni pochi minuti non è davvero desiderabile!" Entrambi questi risultati hanno indotto una riprogettazione della faccia del bruciatore per gestire in modo più efficace il flusso del gas all'interno dell'apparecchio. Un'altra sfida chiave riguardava il monitoraggio e il controllo della fiamma. Mentre le caldaie domestiche esistenti rilevano la presenza di una fiamma rilevando la corrente elettrica generata dalle molecole di carbonio all'interno del gas, l'assenza di molecole di carbonio nell'idrogeno significava che dovevano esaminare diverse soluzioni per il rilevamento della fiamma. A questo punto, ha detto Arntzen, è diventato chiaro che non sarebbe stato possibile convertire semplicemente le caldaie a gas esistenti per funzionare a idrogeno, ed è nato il concetto di una caldaia pronta per l'idrogeno, un sistema che inizialmente avrebbe funzionato a gas naturale ma che potrebbe essere convertito all'idrogeno con il minimo sforzo. "Entra in casa tua e brucia gas naturale, poi, quattro o cinque anni dopo averlo installato, quando ti viene comunicato che la tua zona sarà convertita all'idrogeno, torniamo, cambiamo rapidamente alcuni componenti e quella caldaia è pronta a bruciare idrogeno."



Il progetto H100Fife vedrà la fornitura di idrogeno verde a circa 300 case a Levenmouth, in Scozia

Insieme a un assortimento di apparecchi a idrogeno sviluppati da altri produttori, tra cui l'altro grande produttore di caldaie del Regno Unito Baxi, il prototipo di caldaia Worcester Bosch viene ora valutato attraverso due importanti prove: il progetto Gateshead Hydrogen House e H100Fife, un ambizioso Scottish Gas Networks (SGN) iniziativa che vedrà l'idrogeno verde prodotto da elettrolizzatori eolici offshore fornito a circa 300 abitazioni a Levenmouth, vicino a Fife, sulla costa orientale della Scozia. Oltre a fornire ulteriori prove della fattibilità degli apparecchi a idrogeno, queste prove getteranno anche una preziosa luce sulla sfida

probabilmente più complessa di portare l'idrogeno nelle reti del gas e nelle case delle persone. Una persona alle prese con questo particolare enigma è la dottoressa Danielle Stewart, responsabile della strategia a lungo termine per la trasmissione del gas presso la National Grid. Stewart ha detto a The Engineer che, grazie agli studi condotti attraverso il programma di trasmissione nazionale dell'idrogeno di National Grid (HYNTS), ora c'è un alto grado di fiducia che sarà possibile utilizzare la rete di gas esistente per l'idrogeno. Tuttavia, ci sono una serie di sfide lungo la strada. Ad esempio, mentre i tubi in polietilene a bassa pressione (7 bar) della rete di distribuzione potrebbero – ha affermato – essere più o meno immediatamente riutilizzati per l'idrogeno, si teme che l'idrogeno possa portare all'infragilimento dei tubi in acciaio ad alta pressione (94 bar) utilizzati lato trasmissione. È interessante notare che studi precedenti condotti dall'HSE suggeriscono che il drogaggio dell'idrogeno con una piccola quantità di ossigeno potrebbe aiutare a prevenire che ciò accada. National Grid ha ora intrapreso una serie di iniziative volte a comprendere appieno l'integrità, l'età e le condizioni dei suoi asset prima che avvenga una transizione all'idrogeno. Si sta inoltre preparando per il suo più grande studio, FutureGrid, che lo vedrà unire le forze con società di distribuzione del gas, gruppi di ricerca e altri per esplorare in dettaglio la possibilità di convertire il sistema di trasmissione nazionale all'idrogeno.



HyStreet a Spadeadam, Northumberland. Parte di una serie di progetti guidati da Northern Gas Networks

La prima fase di questo progetto, che ha ricevuto un finanziamento di 10 milioni di sterline da OffFGEM poco prima di Natale, vedrà un mini sistema di trasmissione dell'idrogeno offline costruito da una serie di risorse dismesse presso il sito di DNV GL a Spadeadam, nel Northumberland. Questa rete sarà testata con una gamma di diverse miscele di gas naturale/idrogeno, iniziando con il 2% di idrogeno e lavorando fino al 100%. "L'obiettivo è comprendere l'impatto dell'idrogeno nei nostri asset", ha affermato Stewart. "Cosa succede quando mettiamo una miscela di idrogeno, cosa succede con il 100% di idrogeno? Le risorse ce la fanno, dobbiamo sostituirle o intervenire in modo minore?" Mentre l'area di interesse principale di National Grid è la rete di trasmissione, FutureGrid si sovrapporrà a un'ulteriore iniziativa – il progetto H21 finanziato da OFGEM – che sta esplorando alcune delle sfide intorno alla rete di distribuzione che porterà l'idrogeno nelle case delle persone. In funzione dal 2017, il progetto ha già effettuato una serie di prove chiave, tra cui prove di tenuta dettagliate presso strutture HSE appositamente costruite a Buxton, nel Derbyshire. La fase successiva vedrà la costruzione di una rete di distribuzione offline, sempre a Spadeadam, che sarà collegata a una fila di case dimostrative appositamente costruite, conosciute come HyStreet. Man mano che cresce la fiducia nella tecnologia, cresce anche la convinzione che essa abbia un ruolo chiave da svolgere nella transizione del prossimo decennio. E ora c'è un palpabile senso di slancio in un settore che – solo pochi anni fa – era ai margini del dibattito sull'energia. "C'è un'urgenza", ha detto Stewart. "C'è un sacco di rete per la transizione all'idrogeno se questo è il modo in cui andiamo come Paese. Abbiamo 7,5 km di gasdotti sulla sola rete di trasmissione e la rete di distribuzione lo aumenta notevolmente. Non succede durante la notte". L'aspetto di questa transizione è aperto al dibattito, ma sembra probabile che il passaggio inizi con un'impercettibile miscelazione del gas nelle nostre reti esistenti. Un tale approccio, ha affermato Stewart, potrebbe essere la chiave per aumentare la domanda di idrogeno e guidare l'industrializzazione di massa delle tecnologie che saranno necessarie per produrre idrogeno verde (vedi riquadro). Inoltre, come convenientemente dimostrato dal progetto HyDeploy recentemente concluso presso la Keele University, i dispositivi per l'uso finale sono in grado di funzionare, senza alcuna modifica, con una miscela di gas naturale con il 20% di idrogeno.



Il progetto HyDeploy guidato dalla Keele University ha dimostrato che i dispositivi sono in grado di funzionare senza modifiche su una miscela di gas naturale che include il 20% di idrogeno

Tuttavia, la fusione ci porterà solo lontano. E alla fine dovranno essere prese alcune grandi decisioni su quale strategia utilizzare per arrivare al 100%. "C'è una domanda su come farlo", ha detto Stewart. "Cominci a regionalizzare e a suddividere la rete e ad avere regioni sull'idrogeno e alla fine a unire tutto di nuovo insieme? O continui ad aumentare la miscela fino ad arrivare al 100%?" Carl Arntzen di Worcester Bosch ritiene che una transizione graduale simile alla conversione del Regno Unito dal gas di città al gas naturale (avvenuta negli anni '60 e '70) rappresenti la via più sensata. "Quello che stiamo suggerendo al governo è che da una certa data nel futuro impongano che ogni caldaia sia pronta per l'idrogeno, quindi si può ripetere la conversione della rete del gas avvenuta negli anni '70. L'idea è di sostituirla città per città, città per città. La rete del gas è una rete, quindi possono isolare varie parti e iniziare a fornire diversi tipi di gas a quelle case". Per Worcester Bosch e altri produttori di elettrodomestici, un tale cambiamento rappresenta un'opportunità di mercato potenzialmente enorme, tuttavia Arntzen ha tenuto a sottolineare che non pensa che l'idrogeno sarà l'unica via per la decarbonizzazione. "Mentre l'idrogeno sarà la soluzione appropriata per molte case esistenti, l'elettrificazione del riscaldamento in alcuni edifici sarà la cosa giusta da fare", ha affermato. Ritiene infatti che i sistemi di riscaldamento a bassa temperatura come le pompe di calore, insieme a un adeguato isolamento termico, dovrebbero essere la soluzione preferita per le case di nuova costruzione, aggiungendo che dovrebbero essere applicati immediatamente piuttosto che attendere l'entrata in vigore delle

nuove normative governative nel 2025". Perché non farlo ora?", ha chiesto. "Perché tutte le case che costruirai tra ora e allora dovrai ristrutturare per raggiungere i tuoi obiettivi." Tuttavia, ci si aspetta che l'idrogeno svolga un ruolo chiave, e il suo caso è rafforzato dal fatto che è preso in considerazione anche da una serie di altri settori. "Negli ultimi due anni ha davvero preso slancio", ha detto Arntzen, "e penso che sia perché quando si guarda alla sfida della decarbonizzazione dell'intera economia ci sono altri settori come l'industria pesante e il trasporto di merci pesanti in cui viene dato l'idrogeno considerazione seria: se hai una domanda in due grandi settori dell'economia quando aggiungi il calore domestico puoi vedere un futuro serio per un'economia

dell'idrogeno. **Abbiamo fatto gli studi di fattibilità, abbiamo le tecnologie, ora dobbiamo andare avanti e iniziare a implementare i piani** **Heid Genoni –**

Arup, responsabile del programma Hy4Heat Heidi Genoni di Hy4Heat ha convenuto che le credenziali "tuttofare" dell'idrogeno ne aumentano l'attrattiva. "Esistono diversi percorsi di decarbonizzazione ed è probabile che il successo derivi da una miscela di tutti loro", ha detto, "Guardando determinati criteri in isolamento, l'idrogeno non viene prima, ma viene secondo in tutto". Genoni ha aggiunto che l'idrogeno è particolarmente adatto anche al Regno Unito, che ha un'enorme rete di gas esistente e una grande quantità di vecchie abitazioni dove l'elettrificazione potrebbe essere più impegnativa e costosa rispetto all'utilizzo del gas.

"Chiaramente, è meno dispendioso e meglio riutilizzare l'infrastruttura esistente ove possibile", ha affermato. "Il Regno Unito ha una delle reti di gas più complete al mondo. Dovremmo puntare a riutilizzare quella rete del gas esistente soprattutto visto che è stata investita negli ultimi 20 anni sostituendo le vecchie condutture in ferro con queste nuove tubazioni in plastica che sono perfette per la distribuzione dell'idrogeno". Dati i livelli di competenza nel Regno Unito, Genoni è ottimista sul fatto che la transizione all'idrogeno possa essere realizzata in tempi relativamente brevi. Ciò che è necessario ora, ha detto, è una spinta congiunta da parte di tutti i soggetti coinvolti. "Per andare avanti dobbiamo entrare in una mentalità di consegna. Sappiamo qual è la portata della sfida della decarbonizzazione, abbiamo fatto gli studi di fattibilità, abbiamo le tecnologie, ora dobbiamo andare avanti e iniziare ad attuare i piani... non c'è tempo da perdere". Facendo eco al grido di battaglia di Genoni, Arntzen ha invitato il governo a impegnarsi fermamente per il futuro dell'idrogeno del Regno Unito. "Abbiamo fatto quattro o cinque anni di ricerca, siamo sempre più fiduciosi che sia completamente fattibile. Ora serve una decisione del governo. La futura

rete del gas, sarà convertita a idrogeno? Dacci una risposta. Mandato quando arriveranno le caldaie a idrogeno e poi potremo tutti andare avanti e investire nell'industrializzazione dei prototipi che abbiamo sviluppato”.

Rifornimento di idrogeno verde. Sebbene l'idrogeno sia già prodotto in grandi volumi, la maggior parte di questo è il cosiddetto "idrogeno marrone" derivato da combustibili fossili utilizzando processi che secondo l'Autorità internazionale per l'energia (IEA) sono responsabili di circa 830 milioni di tonnellate di emissioni di CO₂ all'anno. CRESCERE UN GIGANTE DEL GREEN GAS: INNOVAZIONI NELLA PRODUZIONE DI IDROGENO. Chiaramente, se vuole sfruttare il suo potenziale di decarbonizzazione - e sostituire una parte significativa dei circa 78,8 miliardi di tonnellate di gas naturale utilizzate ogni anno dal Regno Unito - sono essenziali metodi di produzione più puliti e la ricerca per sviluppare questa parte mancante del puzzle è oggi un importante motore di innovazione. Inizialmente, è probabile che ciò alimenterà maggiori investimenti nella produzione di idrogeno blu, dove la cattura e lo stoccaggio del carbonio (CCS) viene utilizzata per catturare la CO₂ prodotta dai processi esistenti. Ma sono gli sviluppi nella produzione di idrogeno verde, che utilizzano elettrolizzatori giganti alimentati da fonti rinnovabili per estrarre l'idrogeno dall'acqua, che forse sono i più interessanti di tutti. L'idrogeno così prodotto potrebbe – si sostiene – svolgere un ruolo chiave nella decarbonizzazione dei processi industriali, del riscaldamento domestico e dei trasporti, offrendo allo stesso tempo un modo elegante per immagazzinare l'energia rinnovabile in eccesso. Sebbene vi sia un dibattito sulla velocità con cui la produzione di idrogeno verde potrebbe essere aumentata, una serie di progetti su larga scala (Growing a Green Gas Giant The Engineer, luglio 2020) stanno facendo progressi significativi.

Elettricità come materia prima« per una chimica sostenibile.

La transizione energetica consente di generare elettricità con meno CO₂, aprendo nuove strade alla produzione controllata dall'elettricità. Nell'ambito del progetto principale "Elettricità come materia prima", nove istituti Fraunhofer sotto la guida del Fraunhofer UMSICHT stanno sviluppando nuovi processi elettrochimici per la produzione di prodotti chimici di base. Responsabile del progetto Dott. Hartmut Pflaum classifica gli obiettivi e i risultati del progetto. Michael Prokein, Department of Material Systems and High Pressure Technology, entra nei dettagli e presenta il processo di elettrolisi ad alta pressione sviluppato al Fraunhofer

UMSICHT. Nell'ambito della transizione energetica, stanno emergendo nuove vie di produzione. In questo contesto, quale contributo dà il progetto capofila Fraunhofer "Elettricità come materia prima"? Dott. Hartmut Pflaum: Il progetto principale Fraunhofer ha ripreso il tema dell'"accoppiamento settoriale" nel 2015, quando non era ancora presente in tutti i titoli. A questo punto, l'idea di CO₂-utilizzare scarsa elettricità per sintesi elettrochimiche. Nel progetto principale, ci siamo posti l'obiettivo di sviluppare quattro diversi processi elettrochimici e di dimostrarli sperimentalmente. Siamo molto soddisfatti di poter mostrare questi processi ad AICHEMA dopo soli tre anni di lavoro. Le competenze Fraunhofer raggruppate nel progetto principale formano una piattaforma unica per le innovazioni nell'elettrochimica con i nostri partner industriali.

Quali sono gli obiettivi generali del progetto?

Dott. Pflaum: I due principali obiettivi del progetto sono lo sviluppo di nuovi processi elettrochimici e l'analisi di come questi processi possono essere vantaggiosamente accoppiati con il sistema elettrico tedesco. Tecnicamente, abbiamo studiato la produzione decentralizzata di perossido di idrogeno e la conversione elettrochimica dell'anidride carbonica in prodotti chimici di base e l'abbiamo messa in pratica. Senza analisi di sistema, modelli di mercato e valutazioni di sostenibilità, i processi varrebbero molto meno, perché il nostro obiettivo è determinare i vantaggi dei nuovi processi rispetto ai metodi di riferimento.

Dal 2015, "Elettricità come materia prima" ha combinato nove sottoprogetti per raggiungere questi obiettivi. Qual è la posizione attuale?

Dott. Pflaum: Tutti i dimostratori eseguono e generano i loro prodotti target, abbiamo sviluppato un nuovo strumento Aspen per la modellazione e un software per il supporto decisionale nei processi di produzione a controllo energetico. Siamo particolarmente orgogliosi del fatto che sia stato sviluppato un tipo di membrana completamente nuovo per le celle elettrochimiche divise: ha un'elevata conducibilità, contiene solo quantità molto piccole di fluoro - può quindi essere facilmente riciclato - e, ultimo ma non meno importante: è poco costoso da produrre. Un registro digitale dell'anidride carbonica ci mostra dove in Germania CO₂ in quale quantità e qualità. Questo è importante per la pianificazione della posizione. E una serie di indicatori per la valutazione della sostenibilità supporta lo sviluppo di modelli di business. Ultimo ma non meno importante, siamo molto felici di aver sottoposto ripetutamente il nostro progetto a test pratici in due dialoghi con le parti interessate con l'industria.

Fraunhofer UMSICHT sta ricercando la produzione elettrochimica di alcoli in un sottoprogetto. Quale processo si sta sviluppando in questo contesto?

Michael Prokein: È in fase di sviluppo un processo per la sintesi elettrochimica ad alta pressione. Nel processo, CO₂ e H₂O vengono convertiti in sostanze chimiche di alta qualità come materie prime. È un processo in un solo passaggio. Rispetto agli approcci elettrochimici alternativi a due stadi per la conversione della CO₂, il consumo di energia può essere ridotto enormemente. La ragione di ciò è che la produzione di idrogeno come prodotto intermedio non è necessaria per attivare la CO₂ e convertirla, ad esempio, in metanolo. La CO₂, che in condizioni normali è inerte, viene ridotta a un radicale reattivo direttamente sulla superficie dell'elettrodo e può quindi formare varie sostanze chimiche nelle reazioni successive. Come prodotti di sintesi si possono formare non solo alcoli, ma anche acidi o gas di sintesi. Una caratteristica fondamentale del processo è che funziona ad alte pressioni fino a 150 bar. Questa alta pressione consente elevate concentrazioni di CO₂ in una soluzione elettrolitica conduttiva e quindi, rispetto alle condizioni ambientali, tassi di conversione di CO₂ significativamente più elevati con densità di corrente maggiori.

Dove vengono utilizzati gli alcoli nell'industria chimica?

Prokein: I possibili campi di applicazione degli alcoli nell'industria chimica sono così vasti che qui si possono citare solo alcuni esempi. Gli alcoli sono particolarmente importanti come

prodotti chimici di base, in quanto possono essere facilmente integrati nelle strutture di produzione a base di petrolio. Ad esempio, oltre al suo ruolo di vettore energetico, il metanolo è una delle sostanze chimiche di base più importanti per la produzione di formaldeide, acido acetico e molti altri prodotti chimici in tutto il mondo. Gli alcoli etanolo, propanolo e butanolo possono essere ulteriormente trasformati in alcheni e dieni, che vengono ancora estratti dal petrolio greggio, e costituiscono quindi il materiale di partenza per le plastiche prodotte in serie polietilene e polipropilene. Oltre agli alcoli, possono essere utilizzati anche altri prodotti di sintesi che si formano durante la sintesi elettrochimica ad alta pressione, essere utilizzato nell'industria. Un esempio è l'acido formico, che può essere di grande utilità come dispositivo di stoccaggio dell'idrogeno in futuro. Rispetto agli alcoli, l'acido formico ha il vantaggio che la sua sintesi richiede un minor apporto energetico e che i costi di produzione dipendono notevolmente meno dal prezzo dell'elettricità.

Qual è l'innovazione del processo sviluppato al Fraunhofer UMSICHT?

Dott. Pflaum: Prima dell'inizio del progetto principale, c'erano pochissime pubblicazioni o brevetti riguardanti la conversione elettrochimica della CO₂ come fase continua ad alta pressione. Quindi non potevamo semplicemente sviluppare o ottimizzare ciò che già avevamo, dovevamo ricominciare da zero. Far funzionare un reattore da 50 a 100 bar è una cosa, alimentarlo con elettricità e lasciare che le reazioni chimiche avvengano in modo controllato è tutt'altra cosa. Oggi non solo possiamo gestire il processo ad alta pressione in modo stabile, ma possiamo anche determinare la composizione del flusso di prodotto online - e quindi ottimizzare in modo intelligente i parametri di processo.

Quali sono state le sfide nello sviluppo del processo?

Prokein: La riduzione elettrochimica di CO₂ ad alta pressione ha effettivamente comportato molte sfide, alcune delle quali hanno creato grattacapi ai ricercatori del Fraunhofer all'inizio del progetto. Nel frattempo, però, siamo tutti molto contenti di aver intrapreso questa avventura. La sfida più grande è sicuramente lo sviluppo della cella di elettrolisi ad alta pressione, analisi inclusa. Sono trascorsi molti giorni ad alta intensità di lavoro tra il reattore cilindrico in acciaio inossidabile, che può essere solo pressurizzato, e una cella di elettrolisi ad alta pressione pronta all'uso in cui, nonostante i numerosi componenti in acciaio conduttivo, è possibile eseguire processi di misurazione elettrochimica riproducibili senza correnti di disturbo. Inoltre, il carattere non polare della CO₂ ci rende difficile ottenere una conduttività sufficiente. Per poter ottenere un'elevata conduttività ad alte concentrazioni di CO₂, doveva essere trovata una composizione speciale della soluzione elettrolitica. Un'altra sfida cruciale che continuerà ad accompagnarci in futuro consiste nello sviluppo di catalizzatori stabili a lungo termine e convenienti sui quali è possibile generare prodotti target con elevata selettività e basso consumo energetico.

Quali sono le opportunità di mercato per il processo di elettrolisi ad alta pressione?

Dott. Pflaum: Nonostante tutti i successi, il nostro Technology Readiness Level (TRL) è forse 2 - 3, cioè h. Abbiamo fornito la "proof of concept" sperimentale e ho imparato molto circa l'elettrolisi ad alta pressione e in un CO₂ nell'ambiente. Siamo felici di contribuire con questa conoscenza e le nostre apparecchiature sperimentali a progetti di sviluppo che vogliono promuovere la conversione di CO₂ su scala più ampia. La CO₂ è sempre più vista come materia prima se la molecola può essere attivata con energie rinnovabili e catalizzatori efficienti. Abbiamo dimostrato che questo è possibile. Se l'accoppiamento settoriale continua, ci saranno elettricità e CO₂ le nuove materie prime per questo sistema. E siamo sicuri che presto ci saranno le prime implementazioni su larga scala. Quindi porteremo lì la nostra conoscenza e tecnologia sotto il nostro marchio eSource. Penso che con Caffese che progettava pompaggi-eolico e solare (allora anche con pompaggi notturni collegati al nucleare) abbiamo avuto un buon fiuto per questo sviluppo nel 2005.

La buona notizia è: che è possibile una fornitura di energia e materie prime a impatto zero sul clima. Ma perché ciò accada, il sistema energetico e delle materie prime deve cambiare radicalmente.

Accompagniamo questo cambiamento e consigliamo la progettazione della transizione verso una società sostenibile. Nei nostri progetti di ricerca teniamo d'occhio le esigenze sociali ed economiche e diamo impulso alle innovazioni tecnologiche. L'obiettivo principale è sostituire l'economia in gran parte lineare con l'economia circolare.

Le nuove "materie prime" di un'economia circolare sono carbonio fornito in modo sostenibile, energia rinnovabile ma soprattutto fluttuante e prodotti e materiali che vengono mantenuti in un ciclo. È qui che entrano in gioco i nostri progetti strategici. Circular Plastics Economy: economia circolare per... [DI PIÙ SULL'ECONOMIA CIRCOLARE DELLA PLASTICA](#)

Progetto comune-Ciclo del carbonio-Facciamo circolare carbonio

[DI PIÙ SUL CICLO DEL CARBONIO](#)-Centro prestazioni-Rendere i sistemi di produzione adatti al futuro

[DI PIÙ SU COME RENDERE I SISTEMI DI PRODUZIONE ADATTI AL FUTURO](#)

Progetto principale -L'elettricità come materia prima vedere in futuro.

Transizione energetica, il ragionamento errato di Cingolani che difende il gas dicendo basta demonizzare l'industria, va garantito il lavoro ma così diminuisce il lavoro perché il gas si importa, mentre l'energia dei pompaggi si fa in Italia e si trasla con tanti posti in varie filiere meccaniche e chimica verde. Il ministro della Transizione ecologica è intervenuto al Festival dell'Economia di Trento dicendo poche cose giuste e tante sbagliate. Già' un Ministro che dice «La transizione richiederà molti sacrifici. Il più semplice, installare decine e decine di gigawatt di sistemi» per la produzione di energie «rinnovabili ha un prezzo dal punto di vista dei paesaggi: nulla è e sarà gratis per la sfida al cambiamento climatico». È quanto ha messo in evidenza il ministro della Transizione ecologica Roberto Cingolani intervenuto al Festival dell'Economia di Trento, sottolineando che il Recovery sarà un «booster che darà una

accelerazione molto forte» ma per la transizione non basteranno 5 anni. Per questo, ha aggiunto, «non ci possiamo più permettere nessuna ideologia» ma «serve pragmatismo» per passare da «un modello di crescita a spese del pianeta e un modello crescita per il pianeta». Ora i pompaggi di Caffese non rovinano l'ambiente perchè utilizzano fiumi e invasi esistenti, nonche' il mare. Semmai rovinano i gasdotti e gli hub LNG o gas liquido, vedi Trieste, Monfalcone, Ravenna.

Basta demonizzare industria, va garantito lavoro. Allo stesso tempo Cingolani ha messo in evidenza che la transizione energetica è «questione complessa, non c'è una soluzione semplice come sentiamo dire da chi strilla, sono problemi tridimensionali che toccano la giustizia sociale, il lavoro. Io non ne posso più di sentire demonizzare l'industria», non si può «cambiare tutto in un giorno», vanno create «le condizioni infrastrutturali, tecnologiche, fare crescere anche il mercato della domanda, cambiare il modello produttivo e industriale, ma dobbiamo farlo in maniera sostenibile e la sostenibilità è anche garantire il lavoro. Io trovo quasi offensivo sentire dire che questo è contro l'ecologia». No finanza d'assalto sul verde, si aiutino Paesi deboli su sostenibilità «A livello globale - ha ricordato il ministro - c'è una finanza verde che spinge le grandi aziende a investire in sostenibilità. Occorre vigilare che non si trasformi in una finanza d'assalto sul verde». Il responsabile della Transizione ecologica del governo Monti ha messo in evidenza «come ci sono Paesi in via di sviluppo che rivendicano il proprio diritto a svilupparsi. La finanza è buona allora se aiuta questi Paesi più deboli a compensare gli sforzi per la sostenibilità». Rifiuti: serve recuperare gap di alcune Regioni ma non con termovalorizzatori ma con gassificazione plasma. L'intervento ha toccato anche il tema dello smaltimento dei

rifiuti. Sugli obiettivi per i rifiuti, ha detto Cingolani, «ci sono Regioni che sono già avanti, altre dove i rifiuti vengono portati via con i camion ogni giorno». Per raggiungere un obiettivo comune con punti di partenza tanto diversi «serve fare un lavoro di recupero molto importante e complesso sui gap, ciononostante sull'economia circolare l'Italia se la cavi molto bene, ma possiamo fare molto meglio recuperando i gap». **Nucleare? Già fatti 2 referendum, non all'ordine del giorno**

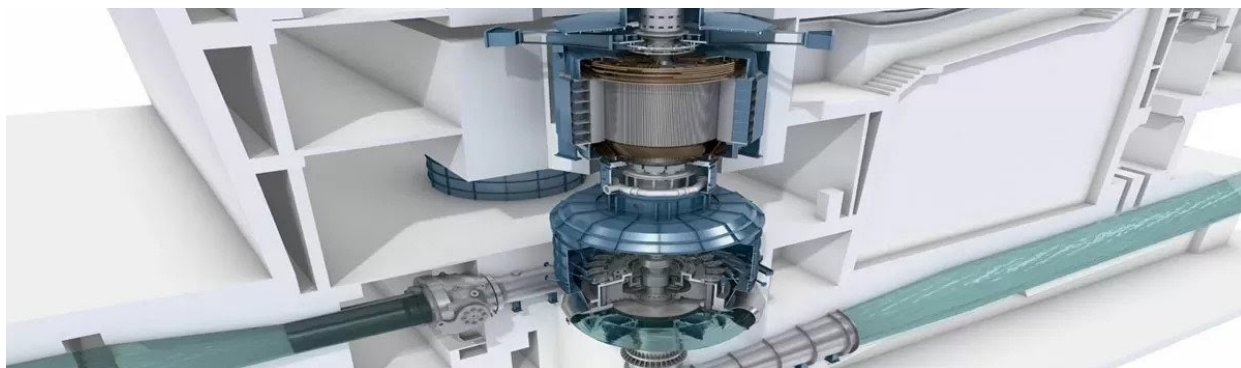
In un'intervista a Sky TG24 sulla Giornata mondiale dell'ambiente, Cingolani ha parlato anche di energia nucleare. «Sul nucleare abbiamo fatto due referendum e ci siamo pronunciati. Questa è l'unica cosa che conta. Infatti nessuno ne ha mai parlato e non è nemmeno all'ordine del giorno». «Le polemiche – ha aggiunto – sono nate perché mentre l'Europa lanciava il Recovery Plan, e ci chiedeva gli sforzi per la transizione, alcuni paesi europei, capeggiati dalla Francia, hanno fatto una richiesta di riconoscere l'energia prodotta dai microreattori nucleari di quarta generazione come verde. Il che, se fosse, diventerebbe un importante cambiamento di regole in corso di partita. Abbiamo fatto notare che questa cosa in questo momento è particolarmente delicata, e bisogna avere una posizione, discuterne con l'Europa. Il fatto che in questo momento alcuni paesi, compresi gli Stati Uniti, stiano considerando il micronucleare e cerchino di dimostrare che è verde, è una cosa che non possiamo dire che non esiste. Se ne sta parlando. Io voglio vedere i dati, perché non ci sono, non ce li ho. La mia risposta è: su questa specifica materia, finché non vedo i numeri, non so cosa dire». **Next generation Eu è forte**

acceleratore per transizione «Il Next Generation Eu - ha ricordato infine il ministro - è un forte acceleratore per la transizione green. È una maratona fino al 2050. Dobbiamo potenziare l'economia circolare». **Rinnovabili, i nodi della formazione delle nuove**

generazioni e dei tempi delle autorizzazioni. Secondo Valentina Bosetti, presidente di Terna e docente di economia ambientale alla Bocconi, bisogna puntare sulla formazione dei giovani. Intervenuta al Festival dell'Economia di Trento, Bosetti ha ricordato che «per formare le nuove generazioni sui temi dell'ambiente, sarebbe opportuno non solo inserire corsi specifici di educazione ambientale in tutti i gradi scolastici, ma anche spiegarne in modo scientifico la complessità e far capire come misurare gli interventi che vengono messi in campo per raggiungere gli obiettivi». Formazione delle nuove generazioni, ma non solo. Se si vogliono creare le condizioni per una crescita delle energie rinnovabili, occorre risolvere un'altra questione. «In Italia, specie negli investimenti in rinnovabili, sono l'incertezza dovuta ai tempi degli iter autorizzativi e di conseguenza i costi da affrontare - ha sottolineato Andrea Ghiselli, ad di EF Solare -. Il rischio è anche quello di arrivare alla realizzazione

con tecnologie diventate obsolete. Per questo è fondamentale che imprese, territorio ed istituzioni collaborino e appianino le diverse visioni, il fotovoltaico è un modo democratico di produrre energia che porta benefici a tutti». Come vedete Bosetti, non parla mai dei pompaggi e di chimica verde e questo la dice lunga sulla classe dei professori Universitari in energia che non sanno nulla di chimica verde. In Germania saranno banditi da insegnare o da posti nei board aziendali, da noi fanno carriera perchè propongono solo tecnologie fossili e le rinnovabili comandate dal gas. E inutile che si parli dei finanziamenti europei o di Fondazioni varie se oggi in data 5.6.21 leggiamo sul Corsera che l'Eni se la prende comoda per decarbonizzare e forse e' pronta nel 2050. Noi Lombardi e milanesi non ci stiamo ad aspettare Eni ed i politici fossili che vogliono il ritorno al gas fossile, dato se sappiamo produrre da domani gas verde da pompaggi. Se Lei legge l'ultimo decreto sostenibilita' italiano, Lei trova il riferimento ad una vecchia tabella del Pniec che parla di infrastrutture gas o LNG o conversione da carbone a gas. Questa è una "porcheria" politica perchè sanno bene che l'Europa non accetta centrali gas oltre 380 gr.Co2 per KWh e nessuno impianto italiano attuale e futuro è sotto questo standard europeo. Noi continuiamo a fare le nostre proposte di pompaggi per 45 miliardi in 10 anni e aggregazione di utilities perchè se non aggregiamo andremo in mano solo a monopoli italiani Eni-Enel-Snam ed esteri come EDF e successivamente tutte le grandi imprese digitali venderanno energia perchè il mercato italiano è il secondo come caro energia in Europa. Noi denunceremo in sede Europea competente, la tabella incriminata del Pniec ed il fatto che lo stesso Pniec non venga riformato. Noi siamo pronti a 100% rinnovabili nel 2030 e mi meraviglio che le Regioni italiane ed i Comuni italiani, vogliano perdere 400 miliardi annui di PIL o fatturato che in 60 anni fanno 36.000 miliardi per seguire il piano assurdo Eni-Enel-Snam scritto nell'allegato Pniec di importare fossile per 100 miliardi annui che in 60 anni fanno 6.000 miliardi solo perchè a Roma ci sono esperti e "ignoranti" in pompaggi che non vogliono investire 45 miliardi in pompaggi per 10 anni. Che poi dai TWh dei pompaggi, si passi a 100 fabbriche in 20 Regioni, forse non tutti lo capiscono. Oggi faremo una petizione europea contro il [fossile.it](https://www.fossile.it) gas e la tabella oscena Pniec contenuta nel decreto semplificazioni che è il fatto energetico piu' aberrante dell'Italia che ci distanzia 60 anni dalla Germania e Francia. Parlo sempre di 60 anni perchè il Ministro Cingolani ha evidenziato la fusione che è pronta nel 2075, cioè se un Ministro parla di una tecnologia a 60 anni, significa solo che vuole gas a 60 anni. Poi parla del mininucleare che noi a Genova si era proposto con i piccoli reattori LFR di 4° generazione ma il progetto fu bocciato da Eni-Ansaldo-Berlusconi-Romani-Saglia (oggi membro fossile in Arera). Chiedo che il Parlamento Europeo faccia pressioni per sostituire nella Commissione Energia-Ambiente, i membri fossili italiani tra cui Bortoni che è il vero ispiratore del gas e idrogeno blu da gas. Noi siamo disponibili per energie rinnovabili e pompaggi con ricariche e wireless. Come progettisti italiani, ci dissociamo dal Pniec attuale, dal decreto semplificazioni e dalla rappresentante italiana a COP26 a Londra nella persona della prof Poletti di ARERA, nota membro fossile e sprecona in tralicci dato che vogliono investire 500 miliardi in

trasmissioni come Associazione Europea che non producono nulla.,mentre il nostro piano europeo pompaggi costa 250 miliardi per 10.000 TWh di cui Italia 3.000 TWh per 45 miliardi ed ha un lifetime di 150 anni.Abbiamo 100 progetti fermi tra MITE e MISE ma se non aggregiamo utilities come hanno fatto bene francesi e tedeschi,i monopolisti fossili che hanno in mano politici ,stampa,tv vinceranno sempre in Italia perchè i Tribunali Italiani mai faranno rispettare i diritti salute degli italiani come nella sentenza tedesca governo inadempiente rinnovabili e casi Shell,Exon,Texaco e trivellazioni Alaska...



LA TECNOLOGIA DI STOCCAGGIO PI ECONOMICA PER UNA LUNGA DURATA DELLA

SCARICA. **Cos'è lo Stoccaggio idrico**

pompato che a Roma si fa finta di

non conoscere:é il miglior ABILITANTE

DELLA TRANSIZIONE ENERGETICA.Gli impianti

sincroni centralizzati saranno meno dominanti nel futuro mix

energetico e con la massiccia penetrazione di rinnovabili

intermittenti come l'eolico e il solare e il loro impatto

sull'affidabilità della rete è enorme. La fornitura di energia è

variabile e i servizi per mantenere la tensione o la frequenza della

rete non possono essere soddisfatti da risorse basate su inverter.

L'energia idroelettrica può svolgere un ruolo determinante nella transizione energetica grazie ai servizi di bilanciamento e di sistema alla rete che facilitano l'integrazione delle rinnovabili variabili.

Con maggiori esigenze di stoccaggio e servizi di supporto alla rete, Pumped Hydro Storage è la soluzione naturale per lo stoccaggio di energia su larga scala. Fornisce tutti i servizi, dal supporto della potenza reattiva al controllo della frequenza, all'inerzia sincrona o virtuale e alle capacità di black-start. Si porta il supporto che è stato precedentemente gestito da centrali elettriche a combustibili fossili, ma con ancora più reattività e in modo sostenibile, senza CO₂ emissioni. Per anni, Pumped Hydro Storage ha offerto un modo conveniente per fornire un bilanciamento affidabile su larga scala e servizi di rete. Le nuove tecnologie di accumulo idrico con pompaggio, come la capacità di velocità variabile, offrono ai proprietari degli impianti ancora più flessibilità fornendo supporto della frequenza di rete in entrambe le direzioni (in modalità turbina e pompa) e tempi di risposta più rapidi.

L'elevata inerzia delle macchine rotanti può anche stabilizzare la rete in caso di disturbi, che influenzano la frequenza di rete, consentendo alle energie rinnovabili a bassa inerzia, come l'eolico e il solare, di entrare nella rete e consentendo la trasmissione della loro potenza su grandi distanze.

La tecnologia di stoccaggio idroelettrico è un fattore abilitante per la transizione e la modernizzazione della generazione di energia del 21° secolo. Fornisce produzione, stoccaggio e stabilizzazione della rete. Inoltre, porta un vantaggio fondamentale che lo distingue dagli altri: la gestione dell'acqua e dell'acqua desalizzata del mare (concetto introdotto da Caffese P.L. per equilibrare i livelli

d'acqua in fiumi-invasi-torrenti e ripristinare i ghiacciai con innervamento notturno, garantito dall'eccesso di energia elettrica a basso costo notturno .

Come funziona Pumped Hydro Storage?

Gli impianti idroelettrici di pompaggio immagazzinano energia utilizzando negli schemi scolastici un sistema di due serbatoi interconnessi, uno dei quali a un'altezza maggiore rispetto all'altro. L'acqua viene pompata nel serbatoio superiore nei periodi di eccesso di energia e, nei periodi di eccesso di domanda, l'acqua viene rilasciata dal serbatoio superiore, generando elettricità mentre l'acqua passa attraverso le turbine Francis reversibili nel suo percorso verso il serbatoio inferiore. Il processo viene quindi ripetuto con un'efficienza complessiva del ciclo di circa l'80%.

Con gli impianti di accumulo con pompaggio a velocità fissa, la regolazione della potenza è possibile mentre l'impianto sta generando elettricità, ma con la tecnologia all'avanguardia a velocità variabile, la regolazione della potenza in intervalli specifici è possibile durante la generazione e durante il pompaggio, fornendo ulteriore flessibilità per supportare la stabilità della rete.

Vantaggi degli impianti di stoccaggio con pompaggio

-Su larga scala : questo è l'attributo che posiziona al meglio l'accumulo idrico pompato, particolarmente adatto per lunghi

periodi di scarico per applicazioni di accumulo di energia giornaliera o anche settimanali.

- Economicità : grazie alla sua durata e scalabilità, lo stoccaggio idroelettrico con pompaggio porta tra i più bassi costi di stoccaggio attualmente esistenti.

- Reattività : la quota crescente di sorgenti intermittenti riduce l'inerzia della rete, aumentandone l'instabilità. La reattività, quindi, è la chiave per evitare incidenti e la produzione e lo stoccaggio di energia idroelettrica possono fornire servizi di inerzia e

- bilanciamento del carico alla rete. Le attuali tecnologie prevedono tempi di risposta che si contano in secondi o addirittura millisecondi nel caso della tecnologia a velocità variabile.

- Tecnologia matura : per decenni, lo stoccaggio idroelettrico di pompaggio ha offerto un modo conveniente per fornire bilanciamento su larga scala e servizi di rete, con costi e prestazioni prevedibili. Le nuove tecnologie di stoccaggio idroelettrico, come la velocità variabile, offrono ora ai proprietari degli impianti ancora più flessibilità, rendimento, efficienza, affidabilità e disponibilità.

Rinnovabile e sostenibile : l'energia idroelettrica utilizza la forza dell'acqua che può essere pompata in salita e turbinata in discesa quanto necessario. gli impianti idroelettrici di pompaggio hanno una durata di oltre 40-60 anni per le apparecchiature elettromeccaniche e 120-150 anni per la diga. L'accumulo idrico con pompaggio a circuito chiuso presenta un impatto ambientale minimo in quanto non disturba i sistemi fluviali esistenti. Inoltre, possono essere posizionati su alture(vedi Appennini) a un fiume

esistente nella valle(vedi Po,,Arno,Tevere,..)e possono quindi essere posizionati dove necessario per supportare la rete.

Multifunzionale : gestione dell'acqua, controllo dell'irrigazione per l'agricoltura, distribuzione dell'acqua e controllo degli sprechi d'acqua e delle alluvioni.

LA TECNOLOGIA E L'ESPERIENZA DI GE PER AIUTARTI A OTTIMIZZARE IL TUO PROGETTO

Puoi lavorare con un leader mondiale nelle apparecchiature per impianti di stoccaggio con pompaggio e fornisce capacità interne non solo per turbine e generatori, ma anche per l'intero bilancio elettrico dell'impianto.**80%** – efficienza complessiva del ciclo

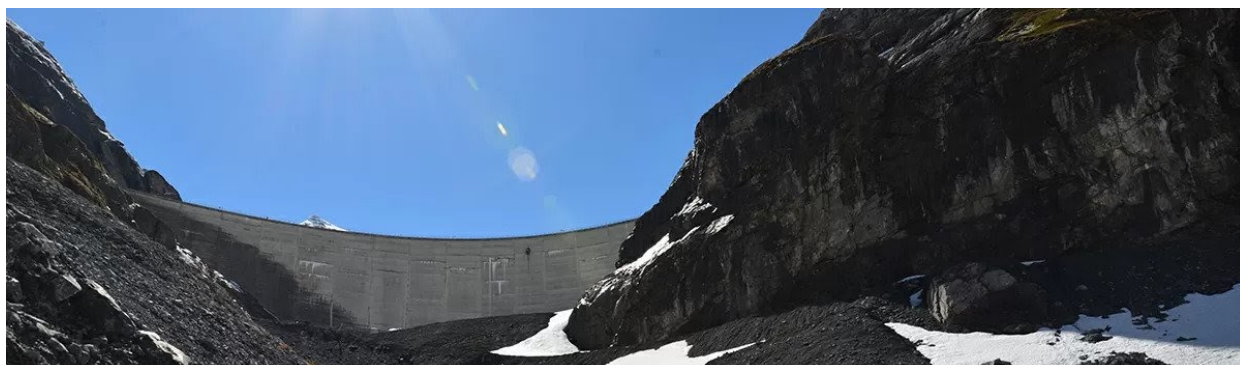
30+ %di impianti idroelettrici di accumulo dotati di tecnologia GE-GE Renewable Energy offre soluzioni integrate per impianti di accumulo con pompaggio a velocità fissa, nonché sistemi a doppia alimentazione o completamente alimentati a velocità variabile che aiutano a ridurre al minimo i costi, massimizzare la produzione di energia e fornire un supporto ottimale della rete.Vasta esperienza, enorme base installata-GE Renewable Energy ha la più grande base installata di unità di stoccaggio di energia idroelettrica in funzione. Con oltre il 30% degli impianti di stoccaggio idroelettrici del mondo dotati delle nostre tecnologie, siamo in grado di fornire una soluzione adatta a soddisfare le vostre esigenze specifiche in una varietà di ambienti.-Con un ampio portafoglio che va da 30 MW a 400 MW per unità con prevalenze fino a 1.000 metri, GE Renewable

Energy ha una soluzione che si adatta alla configurazione specifica del tuo sito. Essendo uno dei leader mondiali in questo segmento, siamo in grado di fornire non solo pompe-turbine e motogeneratori, ma anche l'intero Balance of Plant (BoP) elettrico, inclusi convertitori di potenza, trasformatori, quadri ad alta tensione (HV), condensatori sincroni e interruttori per i nuovi impianti greenfield e la base installata. Maggiore flessibilità e reattività - Grazie al know-how e all'esperienza di ricerca e sviluppo di GE Renewable Energy, i nostri ingegneri hanno spinto i confini della progettazione con l'ultima generazione di pompe-turbine. Queste soluzioni combinano prestazioni elevate, elevata stabilità idraulica e basse vibrazioni. Inoltre, le innovative pompe-turbine non sono solo flessibili ma anche reattive: sono necessari meno di 70 secondi per passare dal minimo al pieno carico per unità fino a 400 MW. Soluzioni innovative a velocità variabile per una maggiore flessibilità - GE Renewable Energy continua a innovare con soluzioni a velocità variabile che forniscono un ulteriore livello di flessibilità alla rete, offrendo una regolazione della potenza di pompaggio di oltre il 30% e un range operativo più ampio. **Come**

funziona la tecnologia Hydro con pompaggio a velocità variabile di GE? Scopri in questa animazione come funziona la tecnologia

Hydro Variable Speed Pumped Storage di GE e come contribuisce a una migliore integrazione delle energie intermittenti sulla rete.

Storie dei clienti



LINTH-LIMMERN - GARANTIRE IL FUTURO FORNITURA DI ELETTRICITÀ

La Svizzera mira a sviluppare centrali idroelettriche di stoccaggio come asset efficienti e flessibili, per affrontare le fluttuazioni della domanda e dei picchi di energia in modo economicamente ed ecologicamente efficiente.



HOHHOT - ACCUMULO FLESSIBILE DI ENERGIA. L'impianto idroelettrico è entrato in esercizio commerciale nel 2014 e il cliente lo utilizza per integrare la produzione del proprio parco eolico, nonché per fornire alla rete elettrica potenza per i picchi di domanda, potenza integrativa per i periodi di ridotta produzione, accumulo di energia per lo stand-by di potenza di emergenza e regolazione della frequenza.

La digitalizzazione delle risorse idroelettriche-pompaggi è una frontiera importante per questo settore e una frontiera che molte utility stanno già abbracciando, in particolare in Europa. Durante questa sessione, tre esperti tratteranno vari aspetti del percorso di digitalizzazione, tra cui:

- In che modo i progetti di retrofit con componenti digitali possono migliorare la generazione annuale dell'1% e ridurre i costi
- Il ruolo del "fattore umano" nello sviluppo e nell'implementazione di soluzioni digitali a supporto delle operazioni e della manutenzione degli impianti
- Iniziative di digitalizzazione nelle utilities italiane ed estere, con 1.500 unità idroelettriche in 12 paesi

Caffese da anni raccomanda il buon uso dei fondi europei sui pompaggi per un effetto leverage su 100 industrie. Mi preoccupa molto la frase di Cingolani "Altri settori, come quello energetico, sono in attesa di capire la strategia del Governo per quel settore e quindi la direzione dei progetti di riconversione industriale". Il Corsera sbaglia a dire che il pallino lo devono prendere i Rettori Universitari del Sud ed i Manager delle Grandi Imprese. Errore clamoroso come attesta anche Arrigoni, il Responsabile Energia Lega che vuole fossile-gasdotti e import gas russo. Errore clamoroso sono i gasdotti tipo Tap (anche Poseidon-Eastmed) e gli hub LNG da cui fare idrogeno blu (Trieste-Monfalcone-Livorno-Brindisi...). Caffese esamina tutte le ricerche universitarie di energia ed il 90% sono fossili, solo il 10% rinnovabili e sui pompaggi tutte sbagliate (vedi Luiss e Unito) dato che usano schemi di 100 anni fa e non sanno usare minimamente mare e fiumi. Forse gli articolisti non sanno che esiste una bellissima ricerca europea che conferma le tecnologie da finanziare con i fondi europei. Ad esempio CCS è dentro per acciaio, alluminio, raffinerie ma CCUS che produce H blu, dal gas è fuori. Infine l'articolo chiosa sugli interlocutori delle Associazioni di Categoria e qui cade pesantemente l'asino dato che Confindustria Energia è fossile e non rappresenta per nulla gli associati industriali manifatturieri che vogliono energia pulita

ridotta in bolletta del 40%.Confindustria dimentica persino A.M. additive manufacturing che è la base per una formazione professionale che con A.I intelligenza artificiale è il futuro dell'industria anche le PMI italiane.Chi le chiede, avra' sempre le mie strategie di A.M.,un corso di lezioni che non ho mai visto nè al Mise nè in Confindustria.Credo che dobbiamo imparare dai tedeschi e francesi:gli industriali propongono,ma poi le decisioni sono prese da Merkel e Macron che si avvalgono di consulenti fuori dalle lobbies e da studi seri e non di parte.I tedeschi hanno la chimica verde da elettrico,i francesi elettricità e ricariche auto elettriche che costano meno.Per questo è necessario un Consorzio Interregionale Pompaggi e ricariche (che costino poco) correlato a wireless autostrade e H verde senza gas.

Elenchiamo qui i primi 72 progetti fra i 130 progetti più promettenti per il Sud Italia che Caffese ha identificato leggendo un recente studio europeo sulle tecnologie ammesse ai contributi europei che esclude tassativamente gasdotti, reiniezione metano e idrogeno blu da gas.:

- 1.Lo sviluppo del progetto pompaggi e desalinizzazione acqua di mare al Sud
- 2.Lo sviluppo dello idrogeno verde da pompaggi,mare e rifiuti-biomasse gassificate plasma
- 3.Lo sviluppo del Piano Comuni e allevamenti pesce nei Comuni di mare
- 4.Lo sviluppo di fabbriche su grandissima scala abbinate ai pompaggi– giga-fabbriche – per la produzione di moduli fotovoltaici (FV) di nuova generazione, basati su perovskite e celle a giunzione multipla III-V ad alta efficienza con l’obiettivo di ridurre i costi e consentire un’ampia riallocazione della produzione in Europa;
- 5.Lo sviluppo di fabbriche su grandissima scala di moduli fotovoltaici bifacciali, che raccogliendo la luce riflessa dalla superficie di appoggio attraverso l’effetto Albedo aumentano l’efficienza del 9% e riescono a generare fino al 40% di elettricità in più per metro quadrato quando abbinati a sistemi di inseguimento;
- 6.Lo sviluppo di parchi di allevamento pesci-crostacei-alghe che possono essere contornati da parchi eolici galleggianti in alto mare di nuova generazione, in modo da realizzare l’80% ancora inespresso della potenzialità eolica offshore europea. Il mare poco profondo vicino alla costa è infatti già saturo di attività industriali, mentre il grosso del potenziale eolico offshore in Europa si trova in acque a più di 60 metri di profondità – troppo profonde per le installazioni eoliche offshore tradizionali.
- 7Lo sviluppo di progetti integrati su grande scala per l’idrogeno verde servito da elettrolizzatori alimentati con le energie rinnovabili da pompaggi,direttamente dal mare e con plasma rifiuti-biomasse, in modo da ridurre i costi dell’idrogeno pulito a 1,00-1,50 euro al kg nell’Italia del Sud contro 3 euro al kg nell’Europa del nord già nel 2030.Ovviamente vengono bocciati i progetti di idrogeno blu utilizzando il gas.
- 8.Lo sviluppo di distretti industriali per provincia-regione, di ricerca e sviluppo gassificazione plasma rifiuti-biomasse per syngas che depurato diventa biometano, con grandi centri dimostrativi per condividere le conoscenze e ridurre i costi di

sviluppo da capo a piedi, grazie alla standardizzazione della metodologia “design-to-cost”. Secondo Caffese, infatti, la produzione totale di biogas è ancora piccola, la sua adozione procede a ritmi diversi a seconda delle fonti disponibili, e soprattutto è tuttora ostacolata da barriere tecnologiche (vedi vecchie e obsolete tecnologie di Snam) e economiche.

9. lo sviluppo di una rete trans-mediterranea waterways fra Europa e Sud Italia e di un carico di base di elettricità diurna generata con l'energia pompaggi e solare a concentrazione (CSP). L'intermittenza è risolta con i pompaggi mentre quella dell'energia solare non è risolta al momento dalle batterie agli ioni di litio che su larga scala forniscono solo da una a quattro ore di stoccaggio, mentre il CSP su larga scala con rete AC-DC, con 15-18 ore di stoccaggio per fornire una produzione di base (90-100% del fattore di carico) a 50 €/ MWh nel 2030, sarebbe una soluzione, secondo lo studio.

10. il retrofit di dighe idroelettriche esistenti per il pompaggio da bacini di raccolta, in modo da triplicare la generazione di energia dalle fonti intermittenti per 960 TWh (abbinabile a energia fotovoltaica, eolica) entro il 2030, soddisfacendo così la necessità di uno stoccaggio a lungo termine, maggiore di 12 ore, che duri diversi giorni e possa essere interstagionale;

11. lo sviluppo di valide alternative elettrochimiche alle batterie agli ioni di litio per stoccaggio sia a breve che a lunga durata negli usi stazionari, cioè non legati ai veicoli e alla mobilità.

12. Politiche europee e nazionali coerenti, allineate lungo gli stessi obiettivi sono fondamentali per accelerare lo sviluppo e la diffusione delle tecnologie pulite, hanno detto gli autori del rapporto. In particolare, sarà necessario approntare delle vie chiare che aprano la strada a progetti di scala industriale, investendo in infrastrutture essenziali e massimizzando il potenziale dei centri industriali e di trasporto esistenti. Inoltre è necessario un mercato unico dell'UE che funzioni senza soluzione di continuità, con progetti transfrontalieri di tecnologia e di energia pulita che siano la norma, e non l'eccezione, indica il rapporto.

Energia.

1. **Pompaggi**
2. **Idrogeno Verde**
3. **Gassificazione plasma biomasse e rifiuti**

4. Capacità di produzione abbinata a pompaggi su scala gigantesca di moduli solari di nuova generazione: costruire gigafactories basate su celle ad alta efficienza multi-giunzione di perovskite e III-V entro il 2030

5. Genera il 30% in più di elettricità per metro quadrato con i pannelli solari bifacciali: impianti solari bifacciali e gigafabbriche su larga scala

6. Eolico offshore galleggiante su larga scala con allevamenti pesci-alghe -crostacei sotto: sblocca l'80% del potenziale eolico offshore dell'Europa attraverso un rapido aumento della nuova generazione

7. Produzione di idrogeno su larga scala a 1,00-1,50 € / kg entro il 2025-30: sviluppo di energie rinnovabili ed elettrolizzatori per aumentare l'idrogeno verde a basso costo

8. Lo stimolo post-Covid spinge i piani per l'idrogeno verde oltre i 60 GW:

9. Industrializzazione dal design al costo del biometano per favorire le economie di scala:

10. creare poli di competitività regionali e provinciali su larga scala con tecnologia A.M. e ridurre i costi del 30% entro il 2025

11. Disponibilità 24 ore su 24, 7 giorni su 7 di elettricità dalla generazione combinata di energia solare, accumulo e rete: costruire una rete trans-mediterranea e un carico di base dell'elettricità diurna con l'energia solare a concentrazione (CSP)

12. Sfruttare tutta la capacità di accumulo pompato in Europa: retrofittare gli impianti idroelettrici esistenti per lo stoccaggio con pompa

13. Costruire una leadership competitiva nello stoccaggio di elettricità per uso stazionario: sviluppare alternative di stoccaggio di breve e lunga durata praticabili alla batteria agli ioni di litio

14. Digitale ovunque a livello di cliente, produzione e rete per risolvere in modo intelligente la disponibilità e l'intermittenza: flessibilità lungo l'intera catena del valore dell'energia intelligente in tutta Europa su tutte le scale spaziali e temporali

15. Rafforzare le reti elettriche per il 100% di energia rinnovabile: sviluppare reti, corrente continua ad alta tensione, accumulo e tecnologie innovative per costruire una rete robusta per tutta l'Europa 11) Trasformare le reti del gas in una nuova risorsa multi-focalizzata: riutilizzare le reti del gas europee per il biometano, H₂ e CO₂ e concentrarli sulle esigenze dell'industria e sulle aree urbane dense

16. Distribuire massicciamente le reti di riscaldamento e raffreddamento per ridurre la dipendenza dai combustibili fossili nelle città europee e aiutare a ottimizzare le reti elettriche: il teleriscaldamento e il raffreddamento possono sfruttare l'accumulo termico, l'efficienza termica e l'energia proveniente da geotermia, fonti rinnovabili e rifiuti per contribuire a migliorare la qualità dell'aria e ridurre il rumore e ridurre le isole di calore

17. Cattura dell'aria di CO₂ economica ed efficiente dal punto di vista energetico su larga scala: cattura diretta dell'aria per semplificare e facilitare la sfida della transizione energetica 18. Energia alla velocità del digitale

19. La metà delle utility e quasi due terzi delle aziende di petrolio e gas investono nell'idrogeno verde e non nell'idrogeno blu che è un errore italiano

20. Industria A.M.

21. Ridurre la necessità di calcestruzzo grazie a una progettazione migliore e un calcestruzzo alternativo per usi equivalenti: calcestruzzo nuovo e migliore utilizzo in edilizia

22. Sostituire l'uso del calcestruzzo con materiali di assorbimento del carbonio nella nuova costruzione: ridurre l'impatto sul clima degli edifici con legno e cemento alternativo

23. Ridurre la quota di clinker Portland nel cemento e sviluppare nuovi clinker alternativi: gas a basso effetto serra (GHG) e nuovi cementi

24. Industrializzare l'uso della cattura e l'utilizzo del carbonio per fornire una produzione di cemento a bassissimo tenore di carbonio: soluzioni CCU per l'industria del cemento

25. Riduzione dell'idrogeno del minerale di ferro per forni ossigenati basici e forni elettrici ad arco: utilizzare idrogeno verde da fonti rinnovabili ed elettrolisi per decarbonizzare l'industria siderurgica

26. Electrowinning di minerale di ferro per forni elettrici ad arco: riduzione elettrificante del minerale di ferro per spostare l'utilizzo del minerale di ferro da acciaierie integrate ad alto contenuto di GHG (o forno ossigenato basico) a impianti di fornace ad arco elettrico a basso GHG

27. Riutilizzare i gas di processo e catturare la CO₂ per ridurre le emissioni degli impianti integrati in acciaio: riciclare e riutilizzare i gas di processo nell'altoforno e nel forno ossigenato basico con cattura del carbonio

1. 28. scala produzione di idrogeno verde loco in raffinerie: Passaggio da fossile H₂ a decarbonizzato H₂ per l'utilizzo come materia prima

29. Fine della strada fossile: come l'UE e Sud Italia intendono liberarsi dell'abitudine ai combustibili fossili - in cinque passaggi non facili

30. L'idrogeno verde giocherà un ruolo nella riduzione delle emissioni dell'industria siderurgica, afferma IEA

31. Passaggio a combustibili a basse emissioni di CO₂ per processi di alta qualità nell'industria del calore: co-trattamento di

rifiuti e biomasse in forni (da 300 ° a oltre 1000 ° C)

32. Passa a soluzioni a basse emissioni di CO₂ per le esigenze dell'industria del calore di bassa qualità: recupero da rifiuti di calore di alta qualità, pompe di calore ad alta temperatura, bioenergia, energia geotermica, reti di calore simbiosi

33. Implementare un massiccio programma di efficienza elettrica per tutti gli impianti industriali europei: motori, apparecchiature e servizi ad alta efficienza insieme a digitale e Industria 4.0

34. Ridurre l'impatto dei gas refrigeranti: mainstreaming dell'uso di refrigeranti a basso tenore di gas serra in tutti i settori

35. Ridurre l'impatto dei gas serra della plastica attraverso il riutilizzo e il riciclaggio: sviluppare soluzioni tecnologiche per aumentare la circolarità della plastica

36. Edifici

37. rinnovamento profondo di edifici residenziali: i programmi per aumentare il rendimento energetico di lavori di ristrutturazione e di aumentare il tasso di lavori di ristrutturazione per coprire il 100% del patrimonio edilizio europeo, a partire da ora 28) sviluppare apparecchiature di nuova generazione per aumentare le prestazioni di profondo rinnovamento: Next- generazione, apparecchiature facili da usare ea basso costo come pannelli isolanti sottovuoto e finestre, materiali a cambiamento di fase, aerogel, finestre fotovoltaiche e facciate fotovoltaiche e sensori intelligenti

38. Ristrutturazione profonda degli edifici pubblici: esemplarità pubblica attraverso programmi di appalto per raggiungere il livello richiesto di prestazione del patrimonio edilizio pubblico (edifici amministrativi, ospedali, edifici scolastici) 30)

Automatizzare, digitalizzare e snellire i processi e i metodi di costruzione per la ristrutturazione e la nuova costruzione: Revisionare i modelli di rinnovamento obsoleti del settore edile per ridurre i costi, alleviare il disturbo degli occupanti e aumentare il tasso di ristrutturazione

39. La rete del gas è una risorsa vitale per combattere la crisi climatica"

40. Nuove batterie, pompe di calore e idrogeno verde per potenziare la "seconda fase" della transizione energetica.

41) Massiccia elettrificazione del calore con pompe di calore a basso costo: moltiplicare il numero di pompe di calore installate e scommettere sulle sinergie con l'industria dei veicoli elettrici per avviare fabbriche di pompe di calore a basso costo 32) Sviluppare edifici di nuova generazione che consentano consumi ultra gestione dell'energia completamente flessibile: edifici altamente autonomi basati su strutture di stoccaggio in loco (idrogeno, accumulo termico, geotermia, batterie), pompe di calore e gestione intelligente dell'energia 42. Trasporto

43. Aumentare la produzione di carburante elettronico verde per l'aviazione: stabilire impianti di produzione su larga scala in cluster industriali e hub di trasporto per biocarburanti per jet e cherosene sintetico derivati dall'idrogeno verde

44. Aumentare la produzione di e-fuel verde per la spedizione a lunga distanza: stabilire impianti di produzione su larga scala in cluster industriali e hub di trasporto ottenendo biocarburanti e metanolo sintetico derivati dall'idrogeno verde

45. Aumentare la produzione di ammoniaca verde e l'infrastruttura logistica per il trasporto a lunga distanza: ammoniaca verde e impianti di produzione di energia nei grandi porti

46. Distribuire navi alimentate ad ammoniaca per la navigazione a lunga distanza: retrofittare le navi esistenti per passare dai motori a combustione di combustibili fossili ai motori di propulsione a celle a combustibile ad ammoniaca

47. Spostare i traghetti di breve e media distanza verso la propulsione a celle a combustibile a idrogeno: retrofit dei traghetti esistenti per passare dai motori a combustione di combustibili fossili ai motori di propulsione a celle a combustibile H₂

48. Le energie rinnovabili possono rendere le compagnie aeree senza emissioni di carbonio entro il 2030?

49. Perché c'è bisogno del Consorzio Interregionale Pompaggi e ricariche di veicoli elettrici

50. Sviluppare l'utilizzo dell'idrogeno verde per il trasporto merci su strada pesante: distribuire stazioni di rifornimento di idrogeno lungo i principali corridoi stradali paneuropei

51. Spostare l'industria europea degli autocarri verso l'idrogeno: sviluppare la produzione con sede nell'UE di autocarri pesanti, autobus e veicoli per rifiuti a celle a combustibile

52. Transizione dei treni intercity a propulsione fossile all'idrogeno: sviluppare e distribuire treni urbani / suburbani a idrogeno

53. Elettrificare le flotte di autotrasporti a breve distanza, raccolta dei rifiuti e autobus urbani: trasporto urbano a basse emissioni di gas serra, silenzioso e pulito: logistica dell'ultimo miglio, trasporto pubblico e servizi
54. Promuovere l'infrastruttura di ricarica elettrica pubblica con il Consorzio pompaggi e ricariche a cui possono connettersi i privati per facilitare l'adozione della mobilità elettrica a breve distanza: distribuire massicciamente punti di ricarica nelle case e negli uffici privati
55. Promuovere con il Consorzio Pompaggi e ricariche, l'infrastruttura pubblica di ricarica dei veicoli elettrici per facilitare l'adozione della mobilità elettrica a breve distanza: ricarica da lenta a rapida per le aree urbane e progetti di implementazione della ricarica ultra rapida lungo le principali rotte di transito
56. Sviluppare tecnologie più veloci, più economiche e più convenienti per la ricarica dei veicoli elettrici: sfruttare la R&S europea per inventare soluzioni di ricarica dirompenti che saranno altamente competitive sul mercato globale
57. Progetto ricariche e energia wireless autostrade e strade Anas(vedi progetto Caffese)
58. Fornire all'industria automobilistica europea batterie agli ioni di litio "Made in Italy": gigafabbriche di batterie agli ioni di litio prodotto da saline del Sud Italia per servire il crescente mercato della mobilità elettrica e sviluppare posti di lavoro e know-how in Europa
59. Creare un'economia circolare delle batterie al 100% in Europa: creare una vasta rete di strutture per la raccolta e il riciclaggio delle batterie per ridurre l'impronta di gas serra delle batterie e riutilizzare risorse preziose
60. Stimolare lo sviluppo della tecnologia delle batterie di nuova generazione per l'uso in mobilità: fare leva sulla R&S europea per inventare tecnologie innovative per le batterie agli ioni di litio e investire in gigafactory per produrre queste nuove soluzioni
61. La misteriosa batteria da 150 ore che può garantire la produzione di energie rinnovabili in condizioni meteorologiche estreme
62. La nuova batteria zinco-aria è "più economica, più sicura e di lunga durata rispetto agli ioni di litio"
63. Costruire nuovi sistemi di trasporto urbano multimodale per una facile pianificazione del viaggio, esperienza e pagamento porta a porta: piattaforme pubblico-private che sfruttano AI, dati e modelli aziendali di pagamento end-to-end e rafforzamento delle attrezzature e delle infrastrutture per la mobilità fisica
64. Sfruttare veicoli autonomi condivisi per ridurre del 30% il numero di automobili in un numero crescente di città europee: distribuzione su larga scala di veicoli automatizzati in flotte condivise e trasporti pubblici
65. Cibo e uso del suolo: progetto comuni e comuni di mare.
66. Trasformare l'agricoltura del Sud Italia con tecniche di agricoltura sostenibile: sperimentare e sviluppare un'agricoltura di conservazione basata sulla scienza e sistemi di agricoltura sostenibile per ridurre i costi e le emissioni
67. Sfruttare la potenza dell'agricoltura 4.0: potenziare l'uso di soluzioni digitali per aumentare la produttività riducendo le emissioni di gas serra, passando da un 5% di agricoltori in prima linea a un'ampia applicazione
68. Rafforzare le piante e aumentare la resilienza delle colture per utilizzare fertilizzanti e input ad alta intensità di emissioni: produzione di fertilizzanti microbici personalizzati in loco e biostimolanti per favorire la crescita delle piante e la cattura del carbonio sotto stress abiotico
69. Sfruttare il potenziale degli insetti e ragni(vedi progetto seta resistente da ragni) per le proteine della materia prima a crescita rapida: Portare a impianti di produzione di proteine di insetti su scala commerciale e costruire rotte per il mercato
70. Catturare le emissioni di gas serra di metano e non CO₂ dai bovini: sviluppare e testare prototipi per catturare il metano e altri gas emessi dai bovini
71. Promuovere gustosi, convenienti ed a basso costo alternative di emissione alla carne e ai prodotti lattiero-caseari: la produzione su larga scala e i mercati ricettivi possono ridurre drasticamente le emissioni di gas serra associate ai prodotti animali convenzionali.
72. Piani specifici per valorizzare il Sud.
- Piano pistacchi
 - Piano ciliegie
 - Piano frutta tropicale

-Piano guyule

-Piano chimica verde dal mare

-Piano canapa e lino

-Piano indossabili.

73.Piano sanitario.

La priorit  italiana   garantire acqua a tutti gli italiani.Piu' acqua significa piu' energia,meno alluvioni con i pompaggi,piu' cibo,piu' foreste verdi e ribasso delle bollette.Eni dice che vuole fare energie marine ma sono troppo care (chi ci mette 400 miliardi come con 40 centrali nucleari EPR?L'Eni ci mette i soldi? quando i pompaggi per 3.000 TWh costano solo 45 miliardi?).Noi sappiamo produrre idrogeno verde dal mare,dai pompaggi e dal plasma rifiuti.Come scrivo nel Report allegato idrogeno verde   una clamorosa bufala portata avanti dai norvegesi di Statoil,Bortoni (past direttore fossili Mise e past Arera)ed i fossili ma   solo un progetto non testato su 20 piccoli progettini e sarebbe una profonda ingiustizia per la scienza italiana ed europea che ha progetti notevolmente migliori.Gia' con la reiniezione profonda di metano in Padania,abbiamo terremoti indotti e ci manca che adottiamo progetti CCSU senza tests validi.La priorit  italiana   ricavare 1.000 miliardi dalla filiera mare al 2030.Per ricavare business dalla filiera mare non bisogna piu' distruggere l'ambiente con trivellazioni e gasdotti ma invece bisogna saper utilizzare con intelligenza acqua di mare per pompaggi,desalinizzazione,litio,seafood-pesca-allevamenti pesci-crostacei-alghe e turismo.

La priorit  italiana   garantire 4 milioni di posti ed un PIL annuo additivo di 400 miliardi.Non mi sembra che i piani non verdi scritti dalle utilities abbiano questi obiettivi.Si intravede con CCS geo o idrogeno blu l'obiettivo di voler ancora 60 anni di gas,aspettando nel 2075 Godot ovvero la fusione.

La priorit  italiana   ridurre le emissioni del 55-60% arrivando al 90% liberando 40 miliardi di spesa sanitaria dovuta a malattie e morti per emissioni fossili e industriali(vedi VOCS) cancerogene.

Idrogeno verde e calcoli errati nel PNRR.I settori dell'industria, dei trasporti e del riscaldamento della Italia avranno bisogno di una quantit 

significativamente maggiore di idrogeno per raggiungere i futuri obiettivi climatici di quanto il governo si aspetti attualmente, ha [affermato](#) Caffese guardando il lavoro tedesco del capo del consiglio nazionale dell'idrogeno Katherina Reiche, sulla base di [un rapporto comparativo](#) di Fraunhofer ISI, [ISE](#) e IEG. Gli istituti hanno esaminato diversi rapporti sul fabbisogno di idrogeno in Italia e Germania. La produzione di idrogeno del paese tedesco è attualmente di 57 terawattora (TWh) all'anno, prodotta quasi interamente con combustibili fossili, afferma il rapporto. Dal 2030, il rapporto mostra le prime quantità rilevanti di domanda di idrogeno verde e derivati fino a 80 TWh. Questa domanda crescerà fino a 100-300 TWh entro il 2040. Per l'anno 2050, si prevede che la domanda di idrogeno e prodotti di sintesi a base di idrogeno aumenterà tra 400 e quasi 800 TWh, con l'industria che ne avrà più bisogno. Per questo Caffese ha progettato 3.000 TWh di pompaggi dandone 2040 TWh alla chimica verde per cui se andiamo a 800 TWh siamo pronti. Le importazioni non devono diventare come fanno in Germania, la principale fonte di approvvigionamento, in particolare dopo il 2040. Per stabilire un'economia dell'idrogeno, l'Italia deve costruire grandi capacità interne di elettrolizzatori, espandere massicciamente le energie rinnovabili con i pompaggi le infrastrutture di trasporto dell'idrogeno e istituire partenariati energetici con le regioni perchè possiamo anche esportare H₂ verde. Nella lotta ai cambiamenti climatici, l'idrogeno prodotto con elettricità rinnovabile è sempre più visto come una pallottola d'argento per settori con emissioni particolarmente ostinate, come l'industria pesante e l'aviazione. L'Italia deve contrastare la Germania che ha deciso di diventare un leader globale nelle tecnologie associate all'idrogeno e il governo ha redatto [una strategia nazionale per l'idrogeno](#) per soddisfare queste ambizioni. [Il governo tedesco la scorsa settimana ha selezionato 62 progetti su larga scala](#) che devono essere finanziati come parte di un investimento congiunto dell'UE nella tecnologia dell'idrogeno. La Germania sta fornendo più di otto miliardi di euro in fondi

federali e statali per i 62 progetti tedeschi, mentre l'Italia è ferma ai progetti di idrogeno blu da gas dei soliti Eni-Snam senza fare fabbriche di elettrolizzatori-catalizzatori e parchi regionali pompaggi e gassificazione plasma biomassa e rifiuti.

Verosimile che l'umanità possa realmente abbandonare le fonti di energia fossile ed adottare totalmente fonti rinnovabili? In queste pagine vi mostriamo il futuro per i giovani del nostro paese che contrasta con la visione fossile gas di Cingolani e del famoso allegato Pniec fossile che è un pugno nello stomaco per i giovani e progettisti. Fossi giovane e voglio fare l'ing. energetico vado in Usa o Cina o Germania ma non perdo tempo a Roma.



[Pier Luigi Caffese](#), ha studiato Economia Industriale e Fonte di energia alternativa presso Univ. di Genova e cofondato IEF E Bocconi con il prof. Vacca' - [Risposta di Caffese data a Quora il giorno 3 ora fa](#):

I progetti per 100% rinnovabili al 2030 ci sono ma i fossili pagano bene i politici, giornali, tv per dire che è impossibile.

-pompaggi possiamo produrre 50.000 TWh nel mondo

-pompaggi Italia 3.000 TWh per 45 miliardi

-960 TWh vanno in rete elettrica perchè bisogna triplicare produzione-consumo rinnovabili,levando il fossile

-2040 TWh vanno in conversione chimica verde

di cui: 1040 TWh dai pompaggi,producono 100 miliardi di m.3 di gas verde ;per idrogeno verde dipende da che tecnologia si usa ma diciamo che usiamo da noi Italia da 70 TWh a 200 TWh per H2 verde da cui ammoniaca verde,ferilizzanti verdi,e efuel e idrogeno LOCH per trasporti.Ma in Italia è difficile perchè Roma politica ed i Ceo fossili con stampa,tv, fossili,sono contro i pompaggi.





Accumulo di energia con pompaggi per dare energia alle ricariche-batterie. Caffese si occupa in primis di pompaggi ma anche di caric di batterie agli ioni di litio e della loro tecnologia di produzione, nonché batterie basate su conduttori di ioni di sodio a stato solido ceramici per l'accumulo di energia decentralizzato a basso costo. In particolare, le batterie con elettroliti solidi e materiali compositi basati su conduttori di ioni solidi rappresentano un punto di forza unico qui. Altre aree di interesse sono le batterie metallo-aria e i supercondensatori. Zeoliti, materiali a cambiamento di fase e componenti per lo stoccaggio del sale sono offerti per lo stoccaggio del calore. I temi di sviluppo coprono l'intera catena del valore per i sistemi di accumulo di energia e la loro produzione, dal laboratorio alla scala di produzione. Link correlati

- Componenti attivi per la tecnologia dell'energia e dell'accumulo
- Batteria e polveri speciali
- Accumulo di energia
- Bicchieri con batteria al litio
- Accumulo di energia mobile
- Modellazione e simulazione
- Stoccaggio di energia stazionario
- Integrazione di sistemi e trasferimento tecnologico
- Concetti di sistema
- Convalida



I componenti dello stack CFY possono anche essere adattati per l'operazione di elettrolisi.

Elettrolisi e Power-to-X

L'elettrolisi del vapore acqueo e della CO₂ su scala commerciale è una tecnologia chiave per sfruttare l'elettricità in eccesso generata da fonti rinnovabili. Può essere convertito in forme di energia immagazzinabili come l'idrogeno per essere immesso nelle reti del gas e riconvertito in energia elettrica, oppure mediante conversione con CO₂ possono essere convertiti in fonti energetiche di qualità superiore tramite gas di sintesi. Gli stack di celle a combustibile di Fraunhofer IKTS sono ideali per le operazioni di elettrolisi. L'esperienza acquisita dalla tecnologia SOFC commerciale nello sviluppo di celle, interconnettori e tecniche di giunzione consente una rapida progettazione e iterazioni dei materiali, nonché moduli di grandi dimensioni. Inoltre, Fraunhofer IKTS sta lavorando su concetti di reattore. Tra le altre cose, combina membrane selettive per l'acqua con catalizzatori nel reattore a membrana o nel contattore a membrana. Inoltre, i dipendenti lavorano su sistemi catalitici, nonché su processi di ingegneria di processo e sistemi per la produzione di combustibili e materiali riciclabili con l'aiuto della sintesi Fischer-Tropsch. Link correlati

- [Ingegneria dei processi chimici](#)
- [Ingegneria dei processi di sistema](#)
- [Materiali per sistemi stampati](#)
- [Materiali e componenti](#)



Sistemi di celle a combustibile in fase di test.

Celle a combustibile

La generazione di energia con celle a combustibile SOFC e MCFC è nella prima fase di introduzione sul mercato. Sono allo studio nuovi processi di produzione per le celle a combustibile PEM che mirano a ridurre il contenuto di platino. Ulteriori sviluppi si concentrano sulla riduzione costante dei costi di produzione, sull'estensione della vita utile, sull'espansione dei tipi di carburante utilizzabili e sull'integrazione del sistema. L'IKTS è un contatto internazionale leader con decenni di esperienza. Le capacità si estendono lungo l'intera catena del valore: presso IKTS, le celle e gli stack vengono sviluppati, prodotti su scala prototipale e integrati modularmente in sistemi specifici del cliente al fine di dimostrare soluzioni compatte ed efficienti dal punto di vista energetico per la cogenerazione. La gamma di prestazioni dei sistemi spazia dai dispositivi portatili nella gamma 50 W ai sistemi fissi nella gamma MW. Viene utilizzata un'ampia varietà di combustibili come biogas, GPL e idrogeno. Link correlati

- [Componenti attivi per la tecnologia dell'energia e dell'accumulo](#)
- [Elettrocatalisi](#)
- [Accumulo di energia](#)
- [Bicchieri con batteria al litio](#)
- [Saldatrici per vetro per SOFC](#)
- [Convertitore di energia in ceramica](#)
- [Test di durata e ciclo sui MEA](#)
- [Saldature metalliche per SOFC e membrane di permeazione](#)
- [Modellazione e simulazione](#)
- [Modellazione di stack e componenti SOFC](#)
- [Sviluppo stack SOFC](#)
- [Integrazione di sistemi e trasferimento tecnologico](#)
- [Concetti di sistema](#)
- [Convalida](#)
- [Materiali per sistemi stampati](#)
- [Materiali MCFC](#)
- [Materiali e componenti](#)



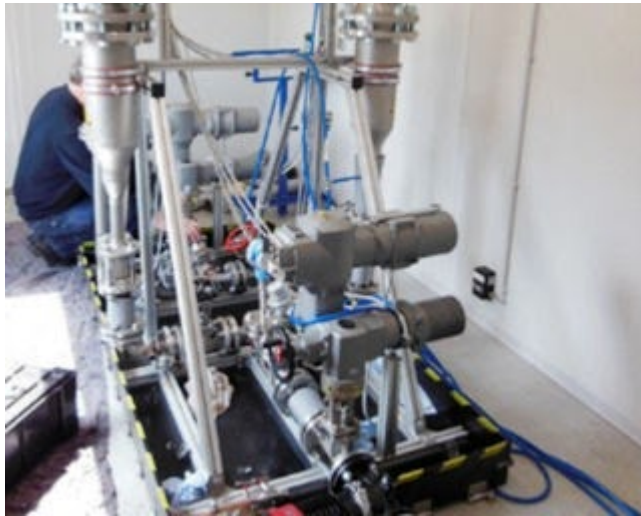
Ottimizzazione della produzione di elettricità e calore da biomasse.

bioenergia

Caffese con Istituti tedeschi offre un'ampia gamma di soluzioni di ingegneria di processo per le tecnologie della bioenergia come i processi di disintegrazione, miscelazione e agitazione. Durante la lavorazione del biogas, i processi per l'arricchimento del metano, l'essiccazione del gas, il recupero dei nutrienti e il trattamento delle acque di processo sono ottimizzati utilizzando processi adsorbenti e a membrana. Uno degli obiettivi è rendere gli impianti di biogas più flessibili in modo che possano essere riforniti con l'energia necessaria. Inoltre, i processi di produzione del bioetanolo sono migliorati dalle membrane nel processo di produzione, ad esempio nella saccharificazione, nella disidratazione o nella lavorazione del substrato. Nuove membrane di pervaporazione organofile e membrane di ultrafiltrazione aiutano a rendere efficienti i processi di produzione.

Link correlati

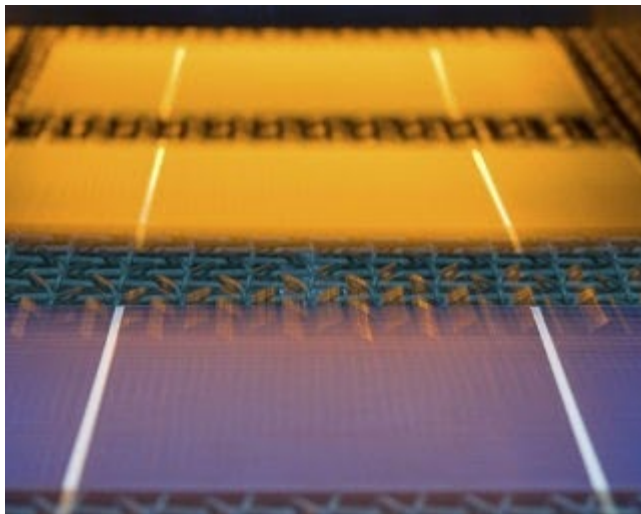
- [Ingegneria dei processi chimici](#)
- [Ingegneria dei processi di sistema](#)
- [Materiali per sistemi stampati](#)
- [Materiali e componenti](#)



Banco di prova mobile e di corrosione per indagini in situ.

Energia geotermica profonda

Negli impianti geotermici profondi, condizioni estreme come alte pressioni, temperature e salinità spesso causano corrosione e incrostazioni, che ne compromettono l'efficienza economica e la sicurezza operativa. Sulla base di molti anni di esperienza con i fenomeni di incrostazione e l'eccellente attrezzatura analitica, un focus di sviluppo di Fraunhofer IKTS è su componenti e sistemi resistenti alla corrosione, nonché sulla progettazione del processo. Il monitoraggio in loco in tempo reale è possibile con banchi di prova sperimentali e di corrosione. Mediante il trattamento elettrochimico dei fluidi termici si possono trattenere sostanze tossiche e radionuclidi geogenici ed evitare problemi di smaltimento. È anche possibile l'estrazione di metalli strategici.



Burn-in di paste e inchiostri per metallizzazione.

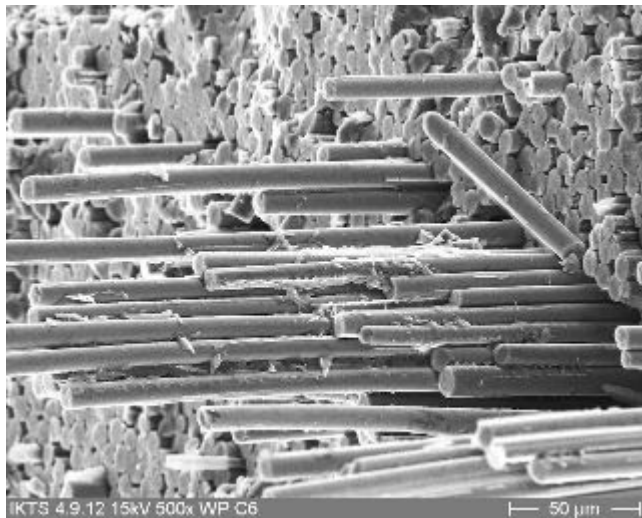
Fotovoltaico e solare termico. L'efficienza delle celle solari è in gran parte determinata dalla conduttività elettrica degli elettrodi metallici del collettore. I processi di scrittura diretta e a film spesso altamente efficienti consentono una metallizzazione economica delle celle. Fraunhofer IKTS sviluppa paste e inchiostri per concetti di celle esistenti e nuovi. Nel campo dell'energia solare termica (CSP), Fraunhofer IKTS sta lavorando su materiali ricevitori e materiali ad alta temperatura per scambiatori di calore e accumulatori di calore. L'integrazione dell'accumulo di energia termica consente la fornitura di energia in base alle esigenze.



Collaudo di generatori termoelettrici per la generazione di energia elettrica dal calore.

Raccolta di energia

L'energia proveniente dall'ambiente sotto forma di calore residuo o vibrazioni può essere utilizzata per fornire energia a microsistemi distribuiti e decentralizzati come sensori o dispositivi medici e di consumo. Sulla base di molti anni di esperienza con materiali ceramici attivi (termoelettrici e piezoceramici), presso Fraunhofer IKTS vengono implementati i cosiddetti energy harvester, ad esempio generatori piezoelettrici e termoelettrici.



Microstruttura di un composito di fibre per turbine ad alta temperatura.

Turbine a gas ad alta temperatura e sistemi di energia termica. Per aumentare la compatibilità ambientale e l'efficienza delle turbine a gas caldo e per ridurre le emissioni, sono necessarie temperature di processo più elevate e quindi materiali con elevata resistenza agli shock termici. La ceramica monolitica e i compositi in fibra ceramica (CMC) sono quindi un'interessante alternativa ai materiali metallici. Inoltre, Fraunhofer IKTS si occupa anche di strati di protezione superficiale basati su sistemi ceramici ossidati e non ossidati. Soluzioni industriali. Soluzioni di sistema complete da un'unica fonte

Si offrono prodotti e servizi nel campo delle "soluzioni industriali" che si sono già affermati con numerosi clienti industriali.

Con un vasto know-how nei settori della scienza dei materiali, delle tecnologie di produzione, dell'integrazione di sistema e dell'analisi dei materiali e dei processi, Fraunhofer IKTS combina diversi mondi tecnologici per sviluppare soluzioni specifiche per il cliente. Questi sono utilizzati nei settori dell'ingegneria meccanica e della tecnologia dei veicoli, dell'energia, dell'ingegneria ambientale e dei processi, dell'analisi dei materiali e dei processi, dei materiali e dei processi, della tecnologia bio e medica, dell'ottica, dell'elettronica e dei microsistemi.

In qualità di leader tecnologico e motore dell'innovazione, Fraunhofer IKTS contribuisce all'assicurazione della qualità dei prodotti e delle tecnologie di produzione. Le offerte generano vantaggi economici per i clienti attraverso qualità garantita, rendimento ottimale e brevi cicli di innovazione.

Modello di cooperazione

L'innovazione e lo sviluppo sono gli elementi costitutivi di un promettente futuro aziendale.

Minerario e offshore

- [fonderia](#)
- [Affinamento e funzionalizzazione della superficie](#)

Pulizia dei gas di scarico

Esistono procedure molto diverse per la pulizia e il rispetto dei valori limite di emissione e immissione, a seconda del processo di causalità e della contaminazione. Filtri ceramici, adsorbenti, catalizzatori e supporti per catalizzatori consentono risultati efficienti ed economici in molti di questi processi di pulizia, specialmente quando si tratta di alte temperature, corrosione chimica e longevità.

Produzione di additivi

Per produzione additiva si intendono tutti i processi in cui il materiale viene aggiunto in punti, linee o strati per creare un componente. Questo principio costruttivo consente di realizzare strutture geometricamente complesse e funzionalizzate che non possono essere realizzate con processi di fabbricazione convenzionali o solo con grandi spese.

Centro CND accreditato

Servizi di test, studi concettuali, sviluppo e convalida di metodi di test, principalmente nel campo dei test suoni, correnti parassite e visivi.

Diagnostica acustica

In questa brochure, Fraunhofer IKTS presenta una selezione di soluzioni di diagnosi acustica facili da integrare e convenienti che, in combination with i più moderni metodi di intelligenza artificiale (AI), offrono un decisivo potenziale di ottimizzazione lungo l'intero ciclo di vita del prodotto. Caratterizza | Analizza | Misura | Dai un'occhiata

si considera il punto di contatto centrale per tutte le questioni relative all'analisi, alla valutazione e all'ottimizzazione di materiali e componenti, nonché ai relativi processi di produzione.

L'attenzione si concentra su materiali e componenti ceramici e metallurgici in polvere, nonché su materiali e componenti per la microelettronica. Sistemi di prova elettromagnetici e metodi di prova

Sistemi di sensori, componenti, servizi di misurazione e servizi di test per i test non distruttivi come tecnologia chiave per l'assicurazione della qualità dei materiali ad alte prestazioni.

[ULTERIORI INFORMAZIONI](#)

Colata di lamina

Fraunhofer IKTS ha un know-how speciale nello sviluppo di barbottine e processi per la produzione di fogli ceramici e la loro conversione in prodotti preliminari e di piccole serie.

Batterie agli ioni di litio

I materiali e le tecnologie ceramiche sono componenti essenziali delle attuali batterie agli ioni di litio e svolgeranno un ruolo chiave anche per le prossime generazioni. Al Fraunhofer IKTS, questo sviluppo viene effettuato su scala di impianto pilota per garantire un rapido trasferimento dei risultati dalla ricerca di base in laboratorio allo sviluppo del processo industriale. Sistemi di test ottici e metodi diagnostici

Sistemi di test e diagnostica per la tecnologia di misurazione industriale per l'assicurazione della qualità dei processi produttivi e per il monitoraggio dei processi nella produzione industriale, nonché sistemi fotonici per la diagnostica medica, l'analisi ambientale e i sensori di inquinanti-Ultrasonico

Lo "sportello unico" per gli ultrasuoni. Sensori, elettronica, software, simulazione, soluzioni per impegnativi test a ultrasuoni e interessanti modelli di business basati su licenza. Tecnologia dell'acqua e delle acque reflue

Soluzioni tecnologiche per il trattamento senza sostanze chimiche e biologiche delle acque reflue e delle acque di processo industriali - dai componenti multifunzionali ai sistemi complessivi compatti.

Tecnologie dell'idrogeno

Grande importanza è attribuita all'idrogeno per una transizione energetica di successo. Le tecnologie dell'idrogeno saranno essenziali per la produzione a basse emissioni, la mobilità e l'approvvigionamento energetico. Fraunhofer IKTS fornisce un importante contributo allo sviluppo e alla valutazione delle tecnologie dell'idrogeno lungo l'intera catena del valore. Controlli non distruttivi

I metodi di controllo non distruttivo dei componenti e la diagnostica dei materiali stanno affrontando una rivalutazione e un cambio di paradigma nel contesto dell'Industria 4.0. Nuovi concetti di sensori, misurazioni supportate da robot, metodi basati su cloud di acquisizione e collegamento dei dati, nonché la valutazione dei dati utilizzando metodi di intelligenza artificiale, stanno guidando il cambiamento e ampliando la gamma di applicazioni.

Monitoraggio delle condizioni

Metodi basati su sensori e sistemi di misurazione per il monitoraggio delle condizioni per la valutazione delle condizioni e della vita utile di materiali, strutture e componenti, processi e interi impianti e sistemi.

Linee continue di produzione in ceramica strutturale e funzionale

Nella ceramica strutturale disponiamo di tutti i processi standard di sagomatura, trattamento termico e finitura, a partire dalla preparazione del composto. Nella ceramica funzionale esiste una competenza chiave speciale nella produzione di paste e barbotine. Produciamo prototipi ceramici funzionali utilizzando la nostra linea ceramica ibrida o multistrato, che si trova nelle nostre camere bianche.

Sviluppo multiscala

Gli sviluppi possono essere trasferiti dal laboratorio alla scala dell'impianto pilota, il che significa che possiamo elaborare masse su una scala di tonnellate e produrre prototipi in quantità rilevanti per consentire ai nostri partner di entrare nel mercato. Ciò può ridurre al minimo i rischi di costo residuo e i tempi di immissione sul mercato.

Sinergie tra ceramica strutturale e funzionale

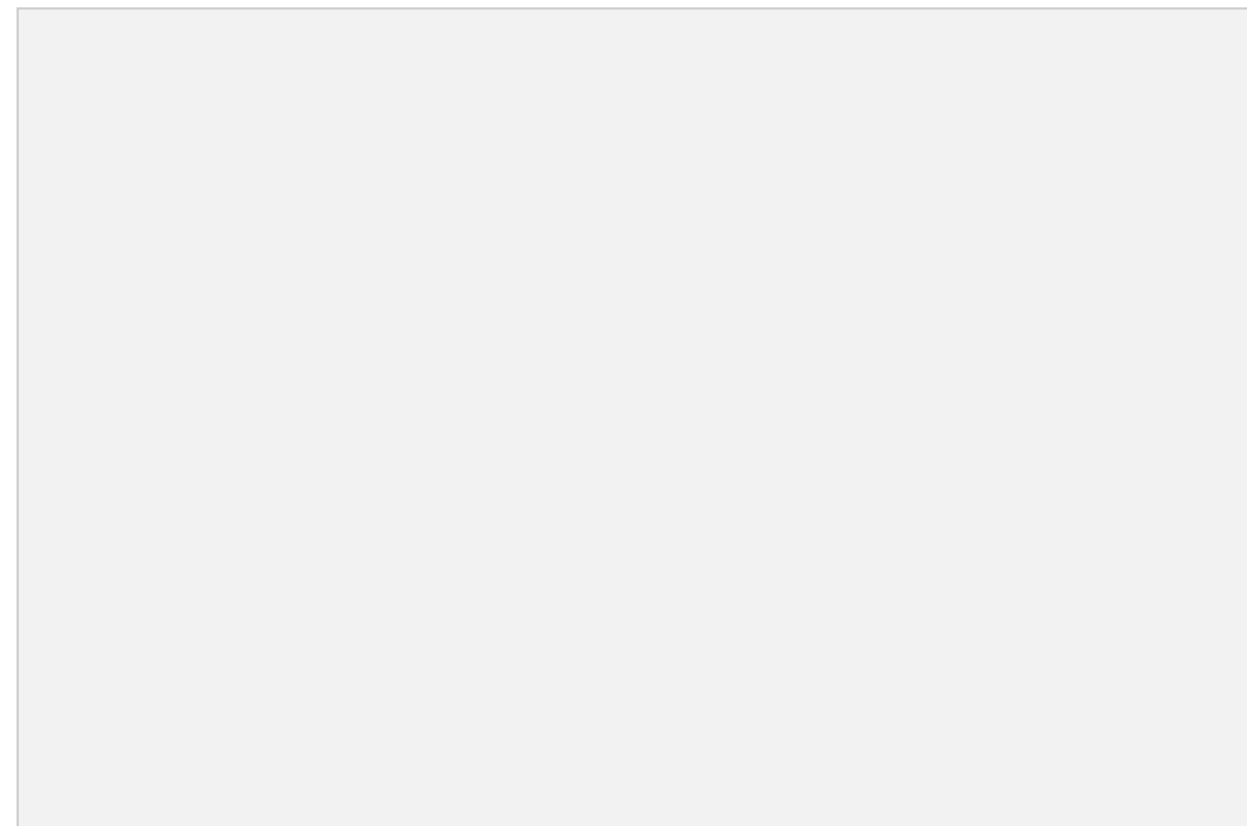
La combinazione delle diverse piattaforme tecnologiche consente di integrare funzioni aggiuntive nei componenti ceramici. Ciò consente la produzione di prodotti innovativi con un valore aggiunto significativo. [Costruttore di reti](#). Nei nostri progetti in corso, siamo attualmente collegati a oltre 250 partner nazionali e internazionali. All'interno della Fraunhofer-Gesellschaft, ad esempio, siamo attivi nel gruppo "Materiali e componenti" e attualmente siamo portavoce della Fraunhofer High-Performance Ceramics Alliance, che comprende sette istituti specializzati in ceramica. Siamo quindi in grado di supportare la creazione di reti necessarie per lo sviluppo di prodotti di successo e di trasmettere e integrare competenze che vanno oltre le nostre capacità. Il nostro lavoro sul fronte della ricerca si basa su molti anni di esperienza e conoscenza orientata agli interessi dei nostri partner. Nelle pagine seguenti troverai una guida attraverso i campi di ricerca e sviluppo appositamente elaborati da noi con i relativi referenti. Vorremmo continuare a invitare i nostri partner a fare ampio uso della nostra offerta. Nella ceramica strutturale disponiamo di tutti i processi standard di sagomatura, trattamento termico e finitura, a partire dalla preparazione del composto. Nella ceramica funzionale esiste una competenza chiave speciale nella produzione di paste e barbotine. Produciamo prototipi ceramici funzionali utilizzando la nostra linea ceramica ibrida o multistrato, che si trova nelle nostre camere bianche.

Batterie del futuro, in arrivo: ricarica in pochi secondi, ultimi mesi e alimentazione via

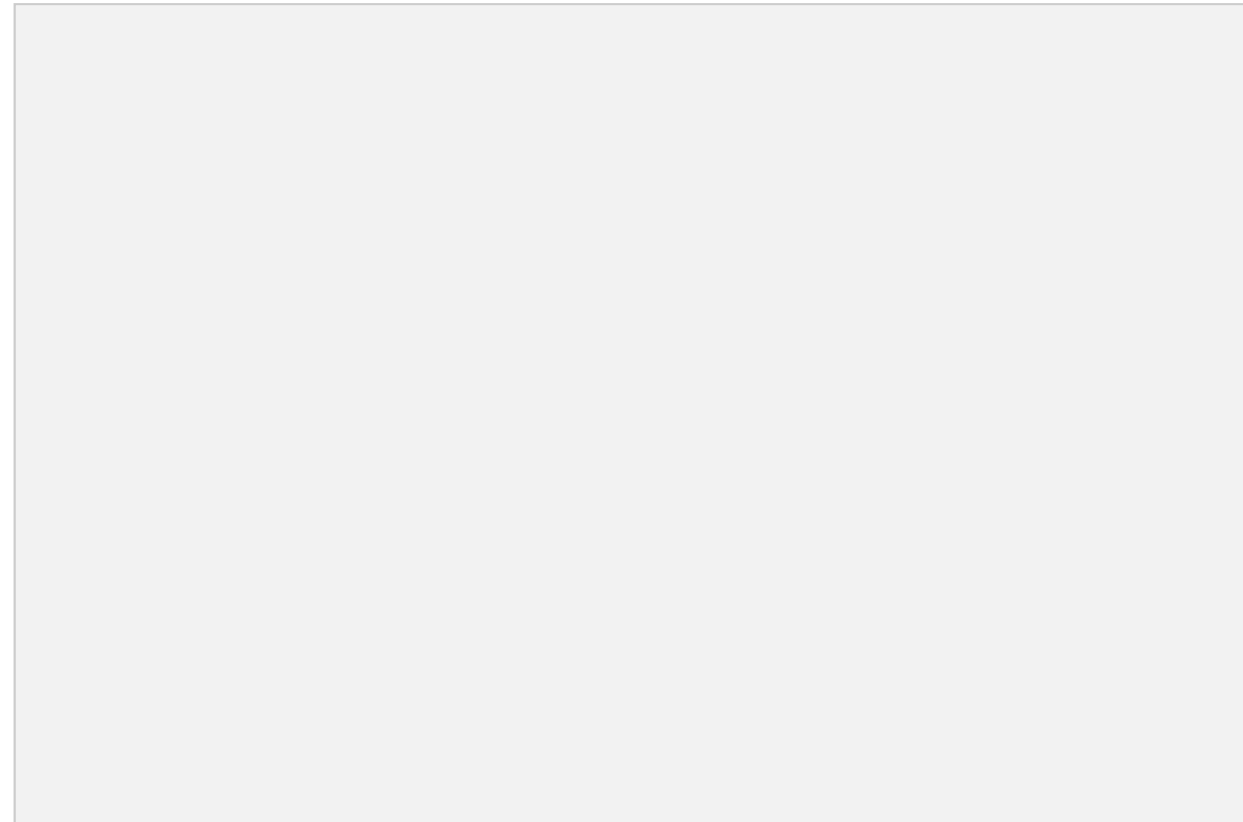
etere(Pocket-lint) - Mentre gli smartphone, le case intelligenti e persino i dispositivi indossabili intelligenti stanno diventando sempre più avanzati, sono ancora limitati dal potere. La batteria non avanza da decenni. Ma siamo sull'orlo di una rivoluzione del potere. Le grandi aziende tecnologiche e automobilistiche sono fin troppo consapevoli dei limiti delle batterie agli ioni di litio. Mentre i chip e i sistemi operativi stanno diventando più efficienti per risparmiare energia, stiamo ancora osservando solo un giorno o due di utilizzo di uno smartphone prima di doverlo ricaricare. Anche se potrebbe

volerci del tempo prima di ottenere una settimana di vita dai nostri telefoni, lo sviluppo sta procedendo bene. Abbiamo raccolto tutte le migliori scoperte sulla batteria che potrebbero essere presto disponibili, dalla ricarica via etere alla ricarica super veloce di 30 secondi. Si spera che presto vedrai questa tecnologia nei tuoi gadget.

MARCUS FOLINO/CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY



Le batterie strutturali potrebbero portare a veicoli elettrici superleggeri La ricerca presso la [Chalmers University of Technology](#) ha cercato di utilizzare la batteria non solo per l'alimentazione, ma come componente strutturale, per molti anni. Il vantaggio che questo offre è che un prodotto può ridurre i componenti strutturali perché la batteria contiene la forza per svolgere quei lavori. Utilizzando la fibra di carbonio come elettrodo negativo mentre il positivo è un fosfato di ferro e litio, l'ultima batteria ha una rigidità di 25 GPa, anche se c'è ancora molta strada da fare per aumentare la capacità energetica.



Elettrodo a nanotubi di carbonio allineato verticalmente

NAWA Technologies ha progettato e brevettato un elettrodo di carbonio ultra veloce, che si dice sia un punto di svolta nel mercato delle batterie. Utilizza un design a nanotubi di carbonio allineato verticalmente (VACNT) e NAWA afferma che può aumentare di dieci volte la potenza della batteria, aumentare lo stoccaggio di energia di un fattore tre e aumentare il ciclo di vita di una batteria di cinque volte. L'azienda vede i veicoli elettrici come il principale beneficiario, riducendo l'impronta di carbonio e il costo di produzione delle batterie, aumentando al contempo le prestazioni. NAWA afferma che l'autonomia di 1000 km potrebbe diventare la norma, con tempi di ricarica ridotti a 5 minuti per arrivare all'80%. La tecnologia potrebbe essere in produzione già nel 2023.

Una batteria agli ioni di litio senza

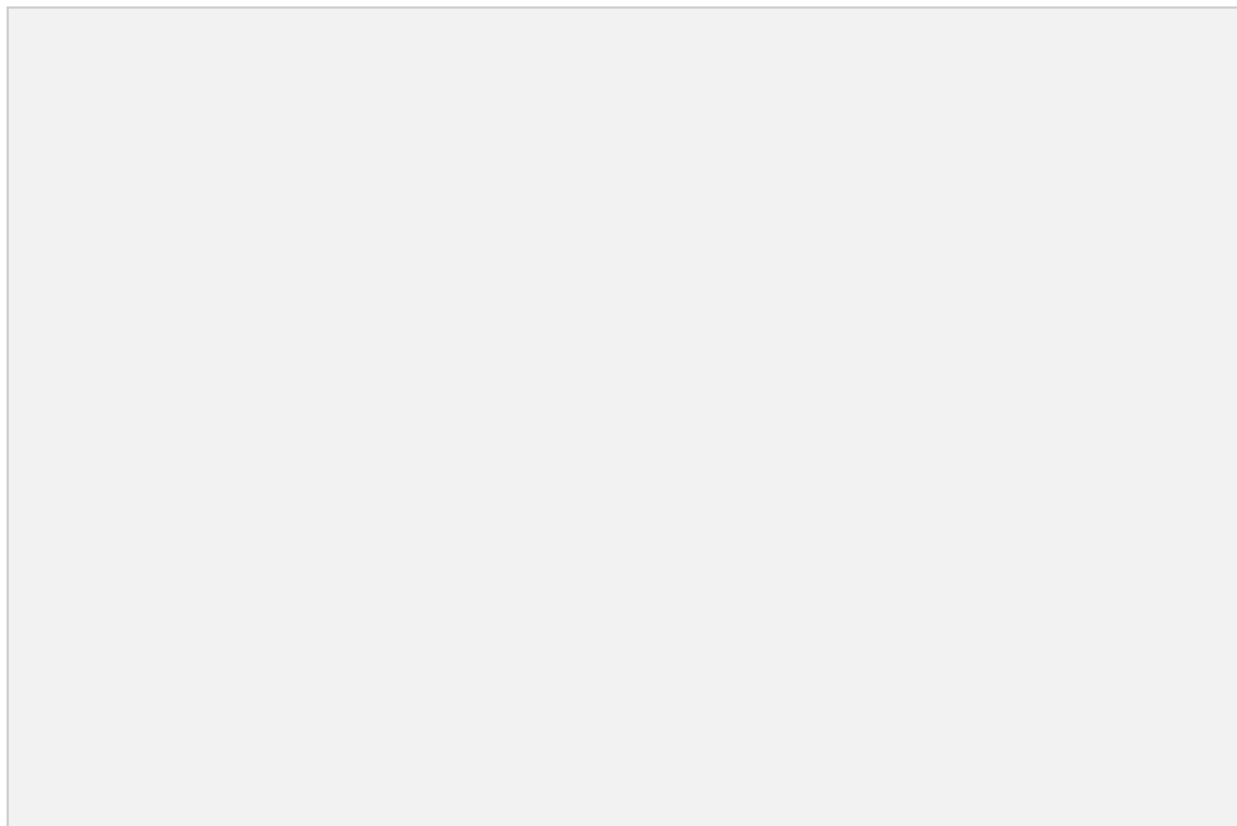
cobalto. I ricercatori dell'Università del Texas hanno sviluppato una batteria agli ioni di litio che non utilizza il cobalto per il suo catodo. Invece è passato a un'alta percentuale di nichel (89 per cento) utilizzando manganese e alluminio per gli altri ingredienti. "Il cobalto è il componente meno

abbondante e più costoso nei catodi delle batterie", ha affermato il professor Arumugam Manthiram, del Dipartimento di ingegneria meccanica di Walker e direttore del Texas Materials Institute. "E lo stiamo eliminando completamente". Il team afferma di aver superato i problemi comuni con questa soluzione, garantendo una buona durata della batteria e una distribuzione uniforme degli ioni.

SVOLT presenta le batterie senza cobalto per veicoli elettrici

Sebbene le proprietà di riduzione delle emissioni dei veicoli elettrici siano ampiamente accettate, c'è ancora controversia sulle batterie, in particolare sull'uso di metalli come il cobalto. SVOLT, con sede a Changzhou, in Cina, ha annunciato di aver prodotto batterie prive di cobalto progettate per il mercato dei veicoli elettrici. Oltre a ridurre i metalli delle terre rare, l'azienda afferma che hanno una densità energetica più elevata, che potrebbe comportare un'autonomia fino a 800 km (500 miglia) per le auto elettriche, allungando anche la durata della batteria e aumentando la sicurezza. Non sappiamo esattamente dove vedremo queste batterie, ma l'azienda ha confermato che sta lavorando con un grande produttore europeo.

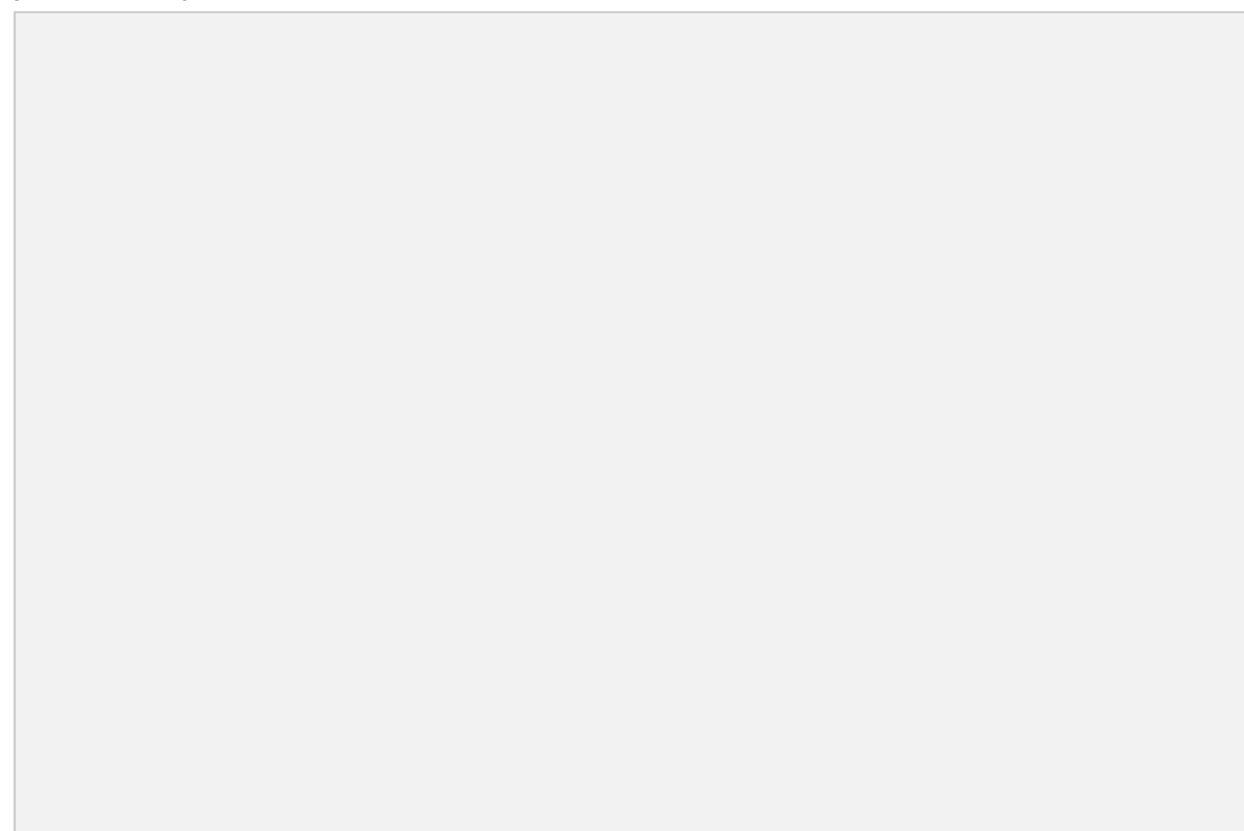
TIMO IKONEN, UNIVERSITÀ DELLA FINLANDIA ORIENTALE



Un passo avanti verso le batterie agli ioni di litio con anodo di silicio

Cercando di superare il problema del silicio instabile nelle batterie agli ioni di litio, i ricercatori dell'Università della Finlandia orientale hanno sviluppato un metodo per produrre un anodo ibrido, utilizzando microparticelle di silicio mesoporoso e nanotubi di carbonio. L'obiettivo finale è sostituire la grafite come anodo nelle batterie e utilizzare il silicio, che ha una capacità dieci volte superiore. L'utilizzo di questo materiale ibrido migliora le prestazioni della batteria, mentre il materiale in silicio è prodotto in modo sostenibile dalla cenere di buccia d'orzo.

UNIVERSITÀ DI MONASH



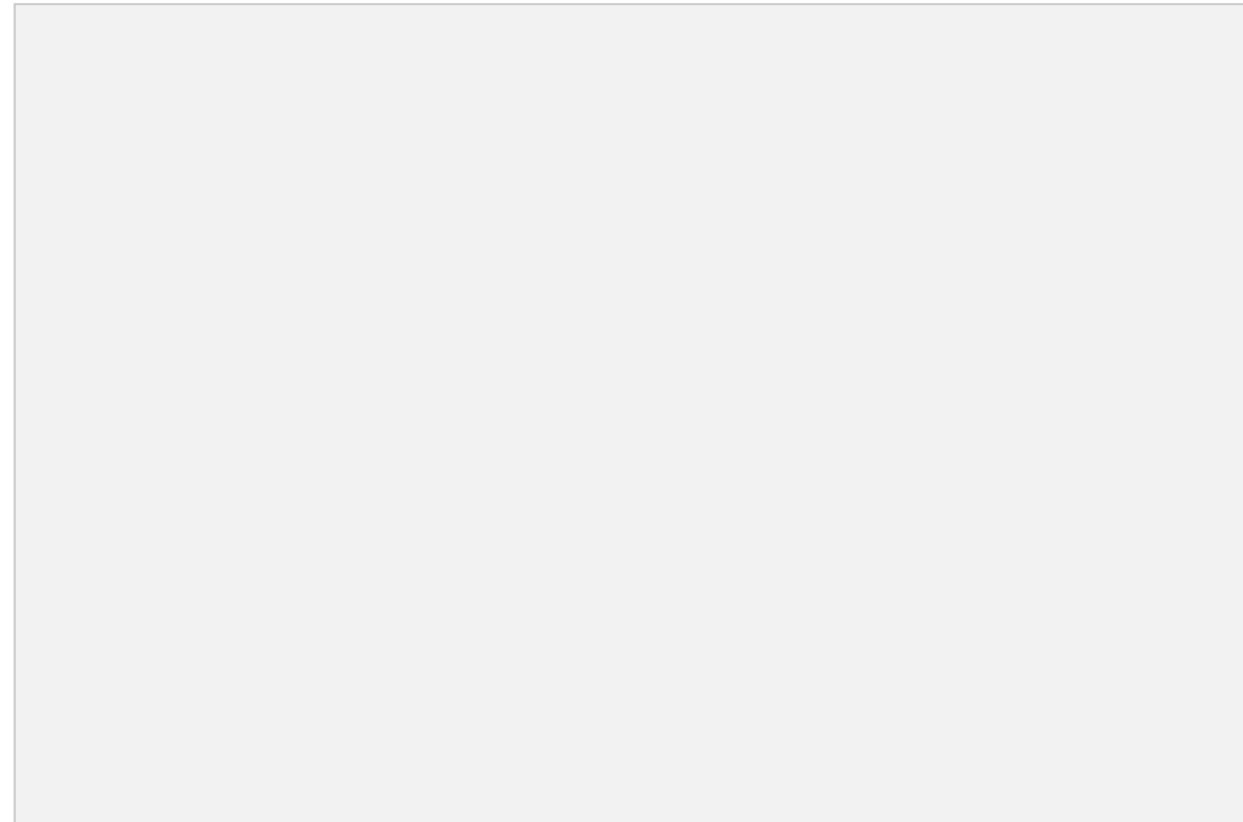
Le batterie al litio-zolfo potrebbero superare le prestazioni agli ioni di litio, avere un impatto ambientale inferiore

I ricercatori della Monash University hanno sviluppato una batteria al litio-zolfo in grado di alimentare uno smartphone per 5 giorni, superando le prestazioni degli ioni di litio. I ricercatori hanno fabbricato questa batteria, hanno brevetti e l'interesse dei produttori. Il gruppo ha finanziamenti per

ulteriori ricerche nel 2020, affermando che la ricerca continua sulle automobili e sull'uso della rete continuerà. Si dice che la nuova tecnologia della batteria abbia un impatto ambientale inferiore rispetto agli ioni di litio e costi di produzione inferiori, offrendo al contempo la possibilità di alimentare un veicolo per 1000 km (620 miglia) o uno smartphone per 5 giorni.

La batteria di IBM proviene dall'acqua di mare e supera le prestazioni agli ioni di litio.

IBM Research riferisce di aver scoperto una nuova chimica della batteria che è priva di metalli pesanti come nichel e cobalto e potrebbe potenzialmente superare le prestazioni degli ioni di litio. IBM Research afferma che questa chimica non è mai stata utilizzata in combinazione in una batteria prima e che i materiali possono essere estratti dall'acqua di mare. Le prestazioni della batteria sono promettenti, con IBM Research che afferma che può superare le prestazioni degli ioni di litio in una serie di aree diverse: è più economico da produrre, può caricare più velocemente degli ioni di litio e può contenere sia maggiore potenza che energia densità. Tutto questo è disponibile in una batteria a bassa infiammabilità degli elettroliti. IBM Research sottolinea che questi vantaggi renderanno la sua nuova tecnologia della batteria adatta ai veicoli elettrici e sta lavorando con Mercedes-Benz, tra gli altri, per sviluppare questa tecnologia in una batteria commerciale praticabile.



Sistema di gestione della batteria

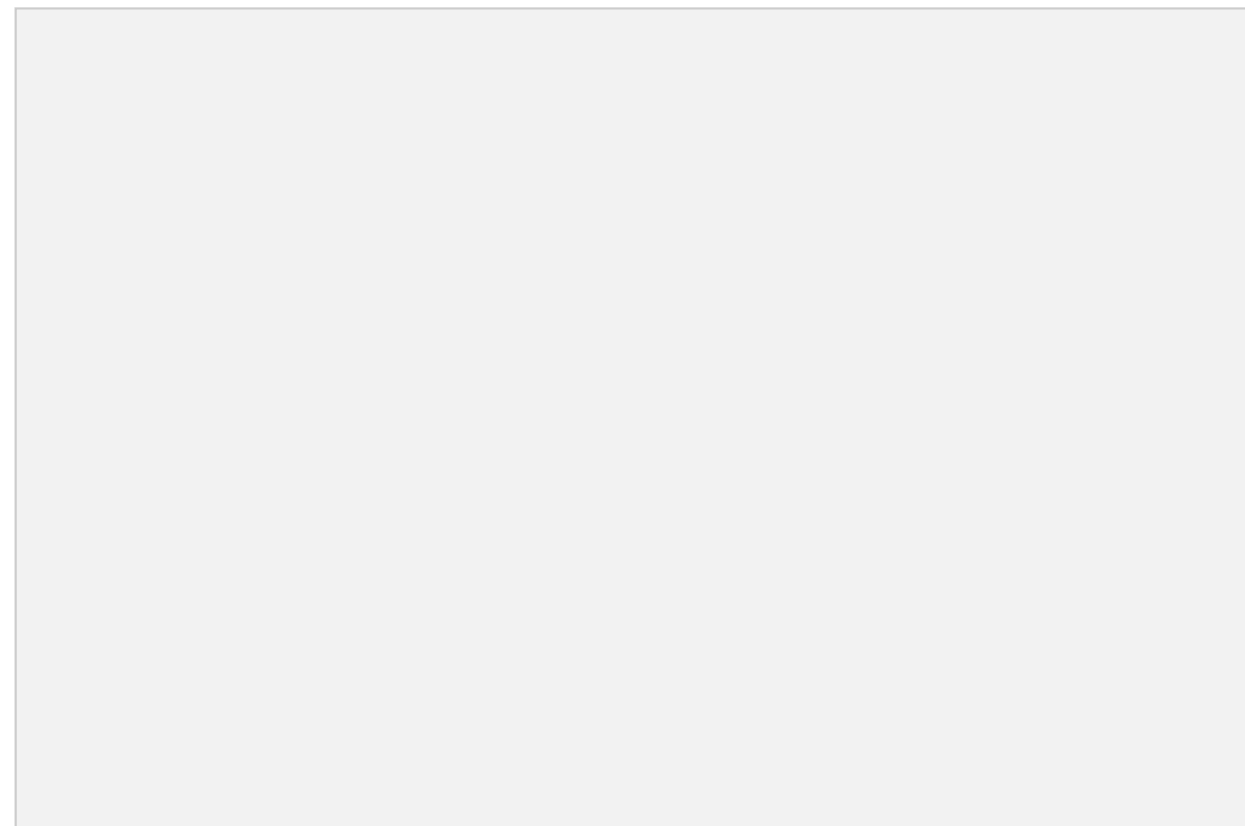
Panasonic Sebbene le batterie agli ioni di litio siano ovunque e stiano crescendo nei casi d'uso, la gestione di tali batterie, compreso determinare quando tali batterie hanno raggiunto la fine della loro vita, è difficile. Panasonic, in collaborazione con il professor Masahiro Fukui della Ritsumeikan University, ha ideato una nuova tecnologia di gestione della batteria che renderà molto più semplice monitorare le batterie e determinare il valore residuo degli ioni di litio in esse. Panasonic afferma che la sua nuova tecnologia può essere facilmente applicata con una modifica al sistema di gestione della batteria, che renderà più semplice monitorare e valutare le batterie con più celle impilate, il genere di cose che potresti trovare in un'auto elettrica. Panasonic che questo sistema aiuterà la spinta verso la sostenibilità essendo in grado di gestire meglio il riutilizzo e il riciclaggio delle batterie agli ioni di litio.

Modulazione della temperatura

asimmetrica La ricerca ha dimostrato un metodo di ricarica che ci avvicina di un passo alla ricarica estremamente rapida - XFC - che mira a fornire 200 miglia di autonomia di un'auto elettrica in circa 10 minuti con

una ricarica di 400 kW. Uno dei problemi con la ricarica è la placcatura al litio nelle batterie, quindi il metodo di modulazione asimmetrica della temperatura si carica a una temperatura più elevata per ridurre la placcatura, ma limita questo a cicli di 10 minuti, evitando la crescita interfase di elettrolita solido, che può ridurre la durata della batteria. Si dice che il metodo riduca il degrado della batteria consentendo la ricarica XFC.

TASCA-PELUCCHI



La batteria Sand offre una durata della batteria tre volte maggiore

Questo tipo alternativo di batteria agli ioni di litio utilizza il silicio per ottenere prestazioni tre volte migliori rispetto alle attuali batterie agli ioni di litio in grafite. La batteria è ancora agli ioni di litio come quella che si trova nel tuo smartphone, ma utilizza silicio invece di grafite negli anodi. Gli scienziati dell'Università della California Riverside si sono concentrati per un po' sul nano silicio, ma si è degradato troppo rapidamente ed è difficile da produrre in grandi quantità. Usando la sabbia può essere purificato, polverizzato e poi macinato con sale e magnesio prima di essere riscaldato per rimuovere l'ossigeno con conseguente silicio puro. Questo è poroso e tridimensionale che aiuta nelle prestazioni e, potenzialmente, nella durata delle batterie. Inizialmente abbiamo raccolto questa ricerca nel 2014 e ora sta arrivando a buon fine. Silanano è una startup di tecnologia delle batterie che sta portando questa tecnica sul mercato e ha visto grandi

investimenti da aziende come Daimler e BMW. La società afferma che la sua soluzione può essere inserita nella produzione esistente di batterie agli ioni di litio, quindi è pronta per un'implementazione scalabile, promettendo un aumento delle prestazioni della batteria del 20% ora o del 40% nel prossimo futuro.

Catturare energia dal Wi-Fi. Sebbene la ricarica induttiva wireless sia comune, essere in grado di catturare energia dal Wi-Fi o da altre onde elettromagnetiche rimane una sfida. Un team di ricercatori, tuttavia, ha sviluppato una rectenna (antenna per la raccolta delle onde radio) che pensa solo a diversi atomi, rendendola incredibilmente flessibile. L'idea è che i dispositivi possano incorporare questa rectenna a base di bisolfuro di molibdeno in modo che l'alimentazione CA possa essere raccolta dal Wi-Fi nell'aria e convertita in CC, sia per ricaricare una batteria che per alimentare direttamente un dispositivo. Ciò potrebbe vedere pillole mediche alimentate senza la necessità di una batteria interna (più sicura per il paziente) o dispositivi mobili che non devono essere collegati a un alimentatore per ricaricarsi.

Energia raccolta dal proprietario del dispositivo. Potresti essere la fonte di energia per il tuo prossimo dispositivo, se la ricerca sui TENG si concretizza. Un TENG - o nanogeneratore triboelettrico - è una tecnologia di raccolta di energia che cattura la corrente elettrica generata attraverso il contatto di due materiali. Un team di ricerca presso l'Advanced Technology Institute del Surrey e l'Università del Surrey hanno fornito un'idea di come questa tecnologia potrebbe essere messa in atto per alimentare cose come i dispositivi indossabili. Anche se siamo lontani dal vederlo in azione, la ricerca dovrebbe fornire ai progettisti gli strumenti di cui hanno bisogno per comprendere e ottimizzare efficacemente la futura implementazione di TENG.

Batterie a nanofili d'oro. Grandi menti dell'Università della California di Irvine hanno batterie a nanocavi rotte che possono resistere a molte ricariche. Il risultato potrebbe essere batterie future che non muoiono. I nanofili, mille volte più sottili di un capello umano, rappresentano una grande possibilità per le batterie future. Ma si sono sempre rotti durante la ricarica. Questa scoperta utilizza nanofili d'oro in un elettrolita gel per evitarlo. In effetti, queste batterie sono state testate e si ricaricano oltre 200.000 volte in tre mesi e non hanno mostrato alcun degrado.

Ioni di litio allo stato solido. Le batterie allo stato solido offrono tradizionalmente stabilità ma a scapito delle trasmissioni di elettroliti. Un articolo pubblicato dagli scienziati Toyota scrive sui loro test su una batteria a stato solido che utilizza conduttori superionici solfuro. Tutto questo significa una batteria superiore. Il risultato è

una batteria che può funzionare a livelli di supercondensatori per caricarsi o scaricarsi completamente in soli sette minuti, il che la rende ideale per le auto. Poiché è allo stato solido, significa anche che è molto più stabile e più sicuro delle batterie attuali. L'unità a stato solido dovrebbe anche essere in grado di funzionare fino a meno 30 gradi Celsius e fino a cento. I materiali elettrolitici pongono ancora sfide, quindi non aspettarti di vederli presto nelle auto, ma è un passo nella giusta direzione verso batterie più sicure e più veloci.

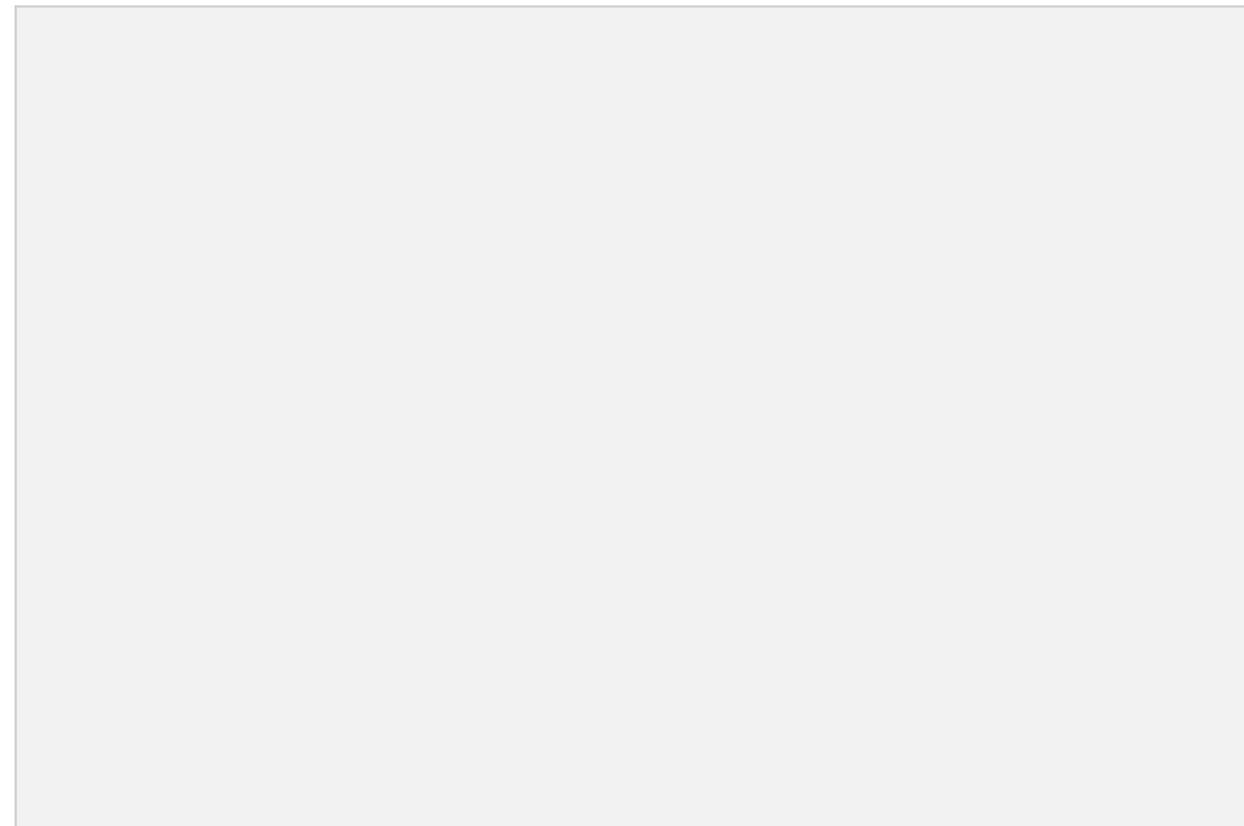


Batterie al grafene Grabat. Le batterie al grafene hanno il potenziale per essere una delle migliori disponibili. Grabat ha sviluppato batterie al grafene che potrebbero offrire alle auto elettriche un'autonomia fino a 500 miglia con una carica. Graphenano, la società dietro lo sviluppo, afferma che le batterie possono essere caricate completamente in pochi minuti e possono caricarsi e scaricarsi 33 volte più velocemente degli ioni di litio. La scarica è fondamentale anche per cose come le auto che richiedono grandi quantità di potenza per partire rapidamente. Non si sa se le batterie

Grabat siano attualmente utilizzate in qualsiasi prodotto, ma l'azienda ha batterie disponibili per auto, droni, biciclette e persino per la casa.

Micro supercondensatori realizzati al laser

UNIVERSITÀ DEL RISO



Gli scienziati della Rice University hanno fatto un passo avanti nei micro-supercondensatori. Attualmente, sono costosi da realizzare ma utilizzano laser che potrebbero presto cambiare. Utilizzando i laser per masterizzare modelli di elettrodi in fogli di plastica, i costi e lo sforzo di produzione diminuiscono enormemente. Il risultato è una batteria che può caricarsi 50 volte più velocemente delle batterie attuali e scaricarsi anche più lentamente dei supercondensatori attuali. Sono persino resistenti, in grado di funzionare dopo essere stati piegati oltre 10.000 volte durante i test.

Batterie a schiuma

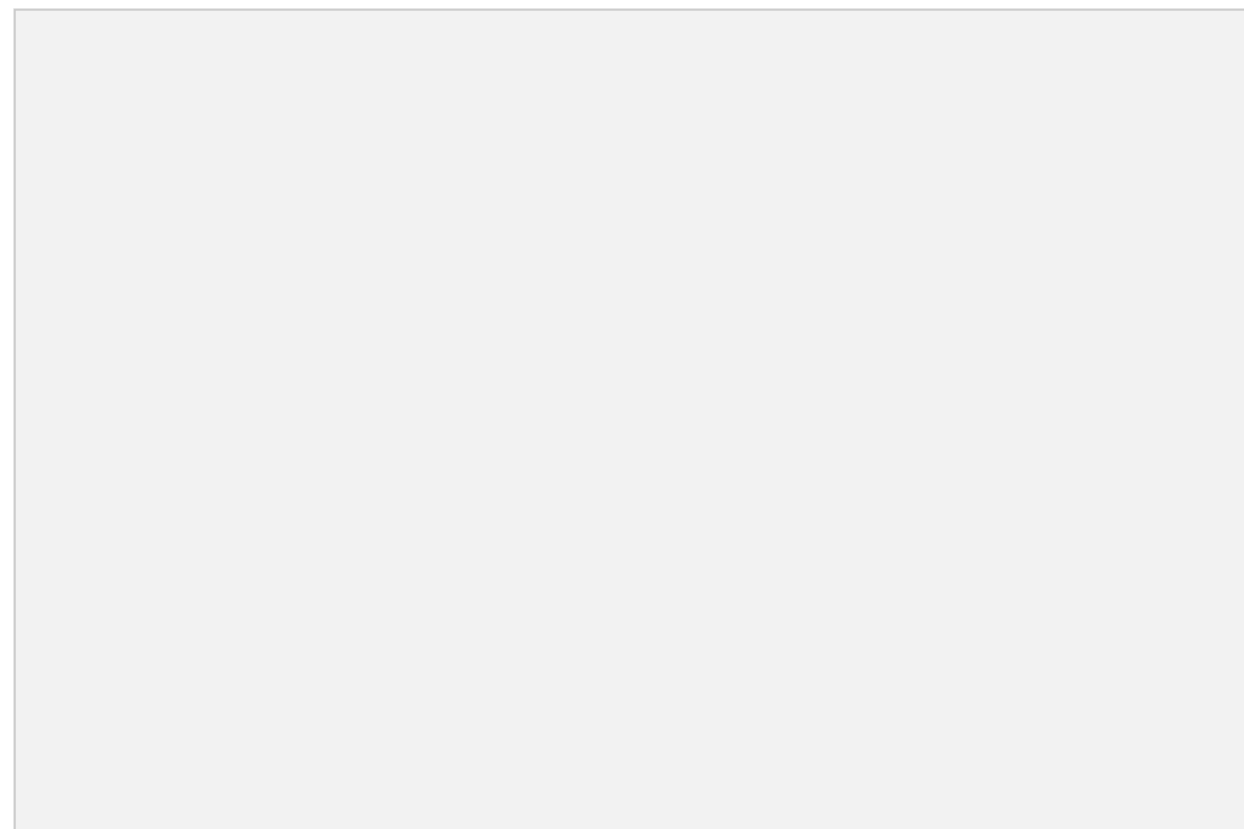
Prieto crede che il futuro delle batterie sia il 3D. L'azienda è riuscita a risolverlo con la sua batteria che utilizza un substrato di schiuma di rame. Ciò significa che queste batterie non solo saranno più sicure, grazie all'assenza di elettrolita infiammabile, ma offriranno anche una durata maggiore, una ricarica più rapida, una densità cinque volte maggiore, saranno più economiche da realizzare e più piccole rispetto alle offerte attuali.

Prieto mira a posizionare le sue

batterie prima in piccoli oggetti, come

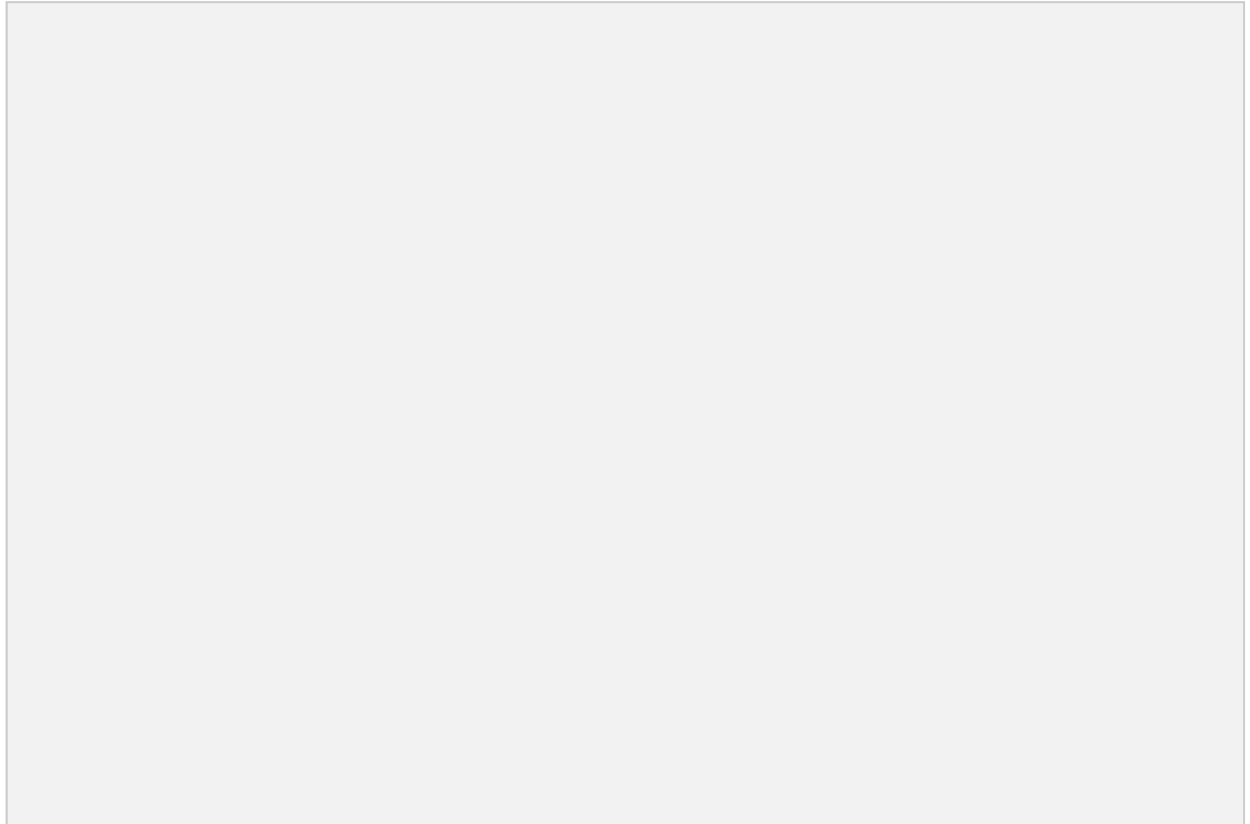
i dispositivi indossabili. Ma dice che le batterie possono essere potenziate in modo da poterle vedere nei telefoni e forse anche nelle auto in futuro.

MAGAZZINO PER AUTO

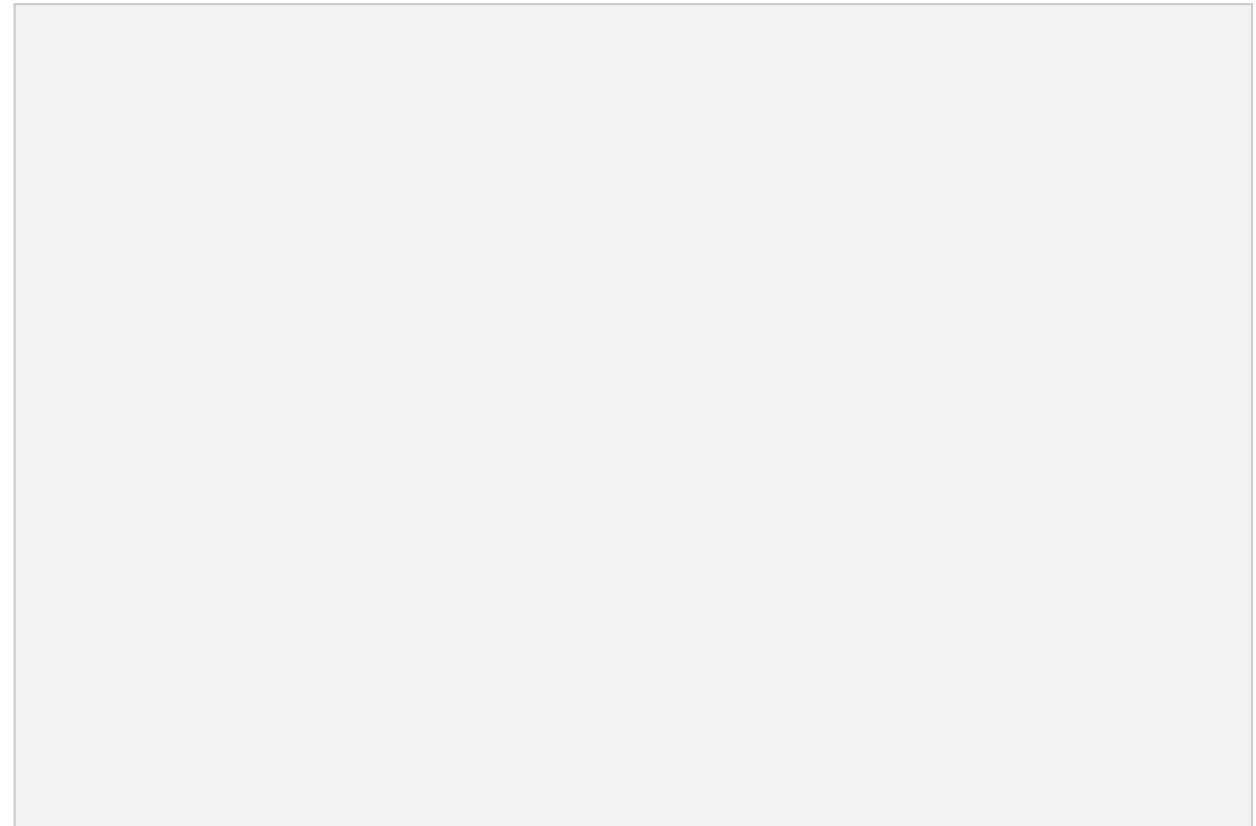


La batteria pieghevole è simile alla carta ma

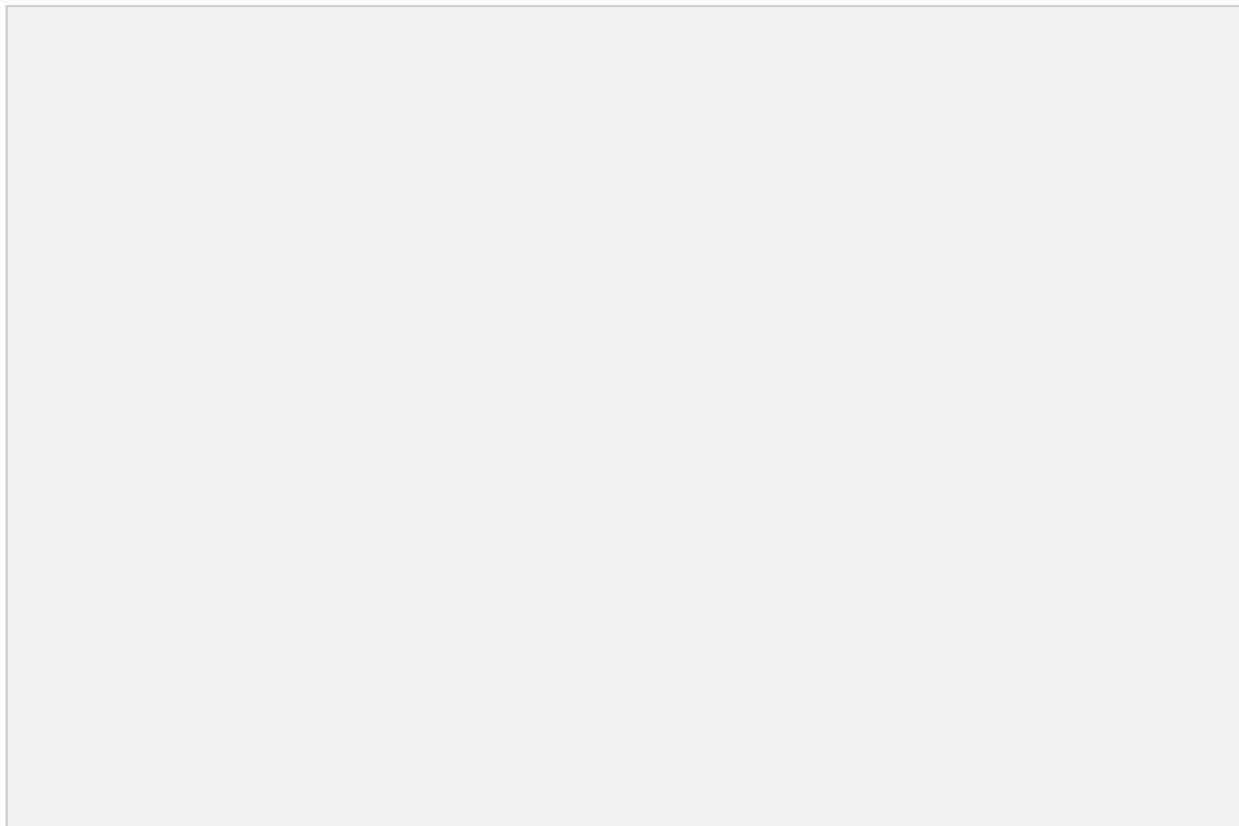
resistente La batteria Jenax J.Flex è stata sviluppata per rendere possibili gadget pieghevoli. La batteria simile alla carta può piegarsi ed è impermeabile, il che significa che può essere integrata in vestiti e dispositivi indossabili. La batteria è già stata creata ed è stata persino testata per la sicurezza, incluso essere piegata oltre 200.000 volte senza perdere prestazioni.



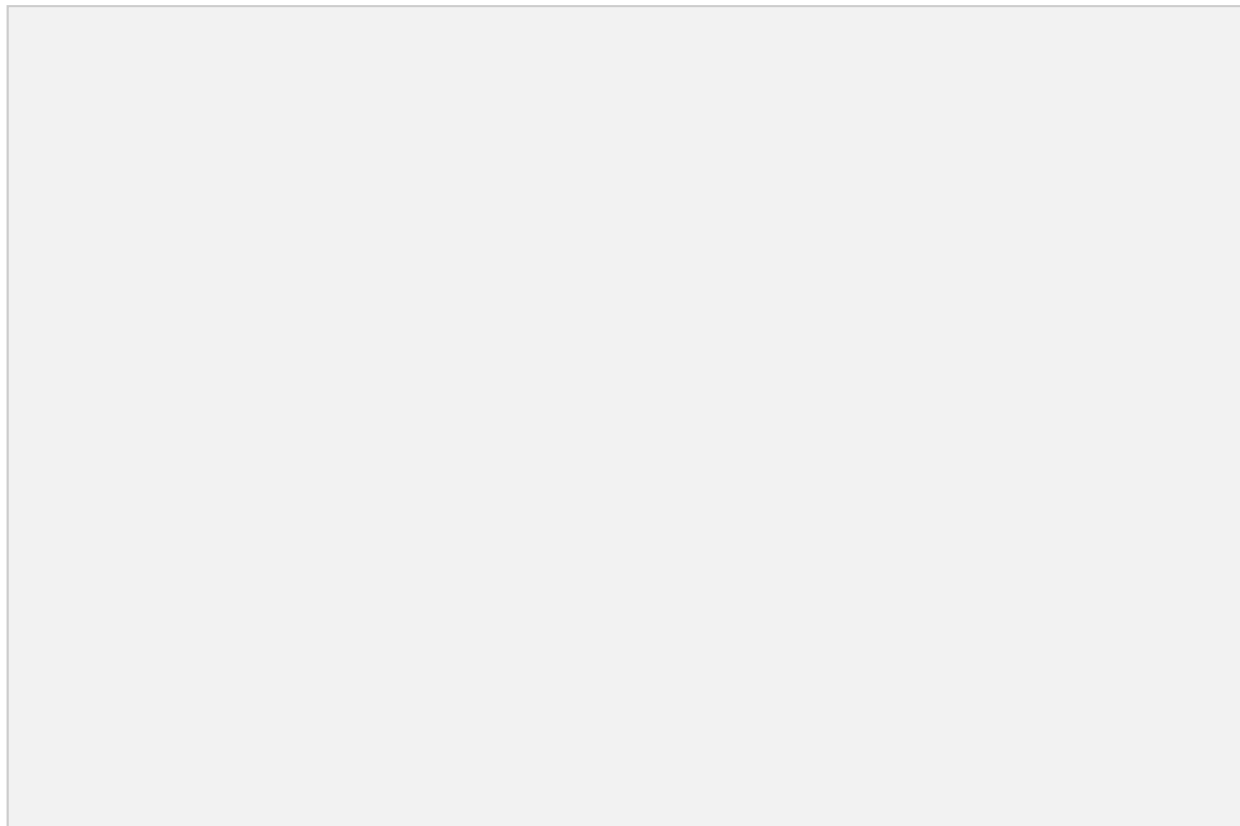
uBeam in carica in aria. uBeam utilizza gli ultrasuoni per trasmettere elettricità. L'energia viene trasformata in onde sonore, impercettibili per l'uomo e gli animali, che vengono trasmesse e poi riconvertite in energia al raggiungimento del dispositivo. Il concetto uBeam è stato scoperto da Meredith Perry, laureata in astrobiologia di 25 anni. Ha fondato l'azienda che consentirà di caricare i gadget via etere utilizzando una piastra spessa 5 mm. Questi trasmettitori possono essere fissati alle pareti o trasformati in arte decorativa per trasmettere energia a smartphone e laptop. I gadget hanno solo bisogno di un ricevitore sottile per ricevere la carica.



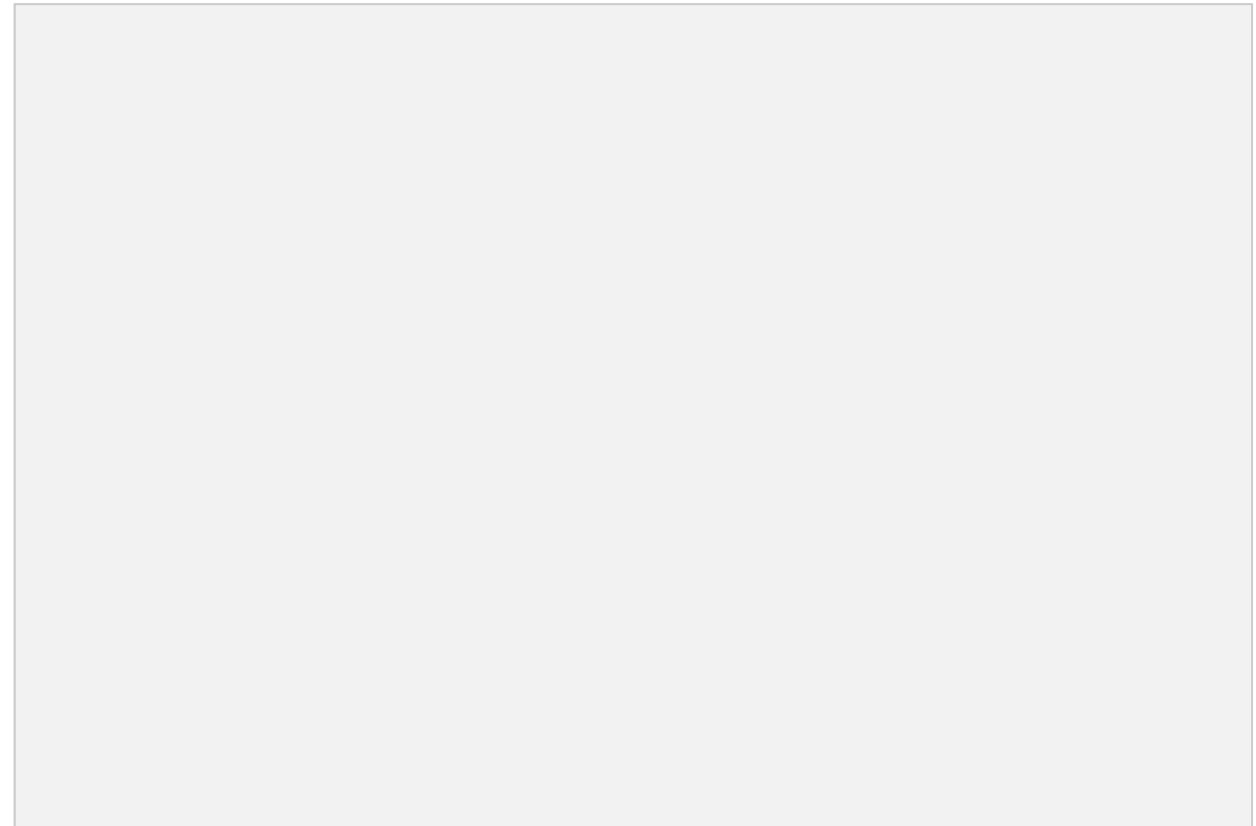
StoreDot ricarica i cellulari in 30 secondiStoreDot , start-up nata dal dipartimento di nanotecnologie dell'Università di Tel Aviv, ha sviluppato il caricatore StoreDot. Funziona con gli smartphone attuali e utilizza semiconduttori biologici costituiti da composti organici presenti in natura noti come peptidi - brevi catene di amminoacidi - che sono gli elementi costitutivi delle proteine. Il risultato è un caricabatterie in grado di ricaricare gli smartphone in 60 secondi. La batteria comprende "composti organici non infiammabili racchiusi in una struttura di protezione di sicurezza multistrato che impedisce la sovratensione e il riscaldamento", quindi non dovrebbero esserci problemi con l'esplosione. La società ha anche rivelato l'intenzione di costruire una batteria per veicoli elettrici che si carica in cinque minuti e offre un'autonomia di 300 miglia. Non si sa quando le batterie StoreDot saranno disponibili su scala globale - ci aspettavamo che arrivassero nel 2017 - ma quando lo faranno ci aspettiamo che diventino incredibilmente popolari.



Caricatore solare trasparente Alcatel ha dimostrato un telefono cellulare con un pannello solare trasparente sullo schermo che consentirebbe agli utenti di caricare il proprio telefono semplicemente posizionandolo al sole. Sebbene non sia probabile che sia disponibile in commercio per un po' di tempo, l'azienda spera che risolverà in qualche modo i problemi quotidiani di non avere mai abbastanza batteria. Il telefono funzionerà con la luce solare diretta e con le luci standard, allo stesso modo dei normali pannelli solari.



La batteria alluminio-aria consente di percorrere 1.100 miglia con una carica. Un'auto è riuscita a percorrere 1.100 miglia con una singola carica della batteria . Il segreto di questa super gamma è un tipo di tecnologia della batteria chiamata alluminio-aria che utilizza l'ossigeno dell'aria per riempire il suo catodo. Questo lo rende molto più leggero delle batterie agli ioni di litio riempite di liquido per dare all'auto un'autonomia molto maggiore.



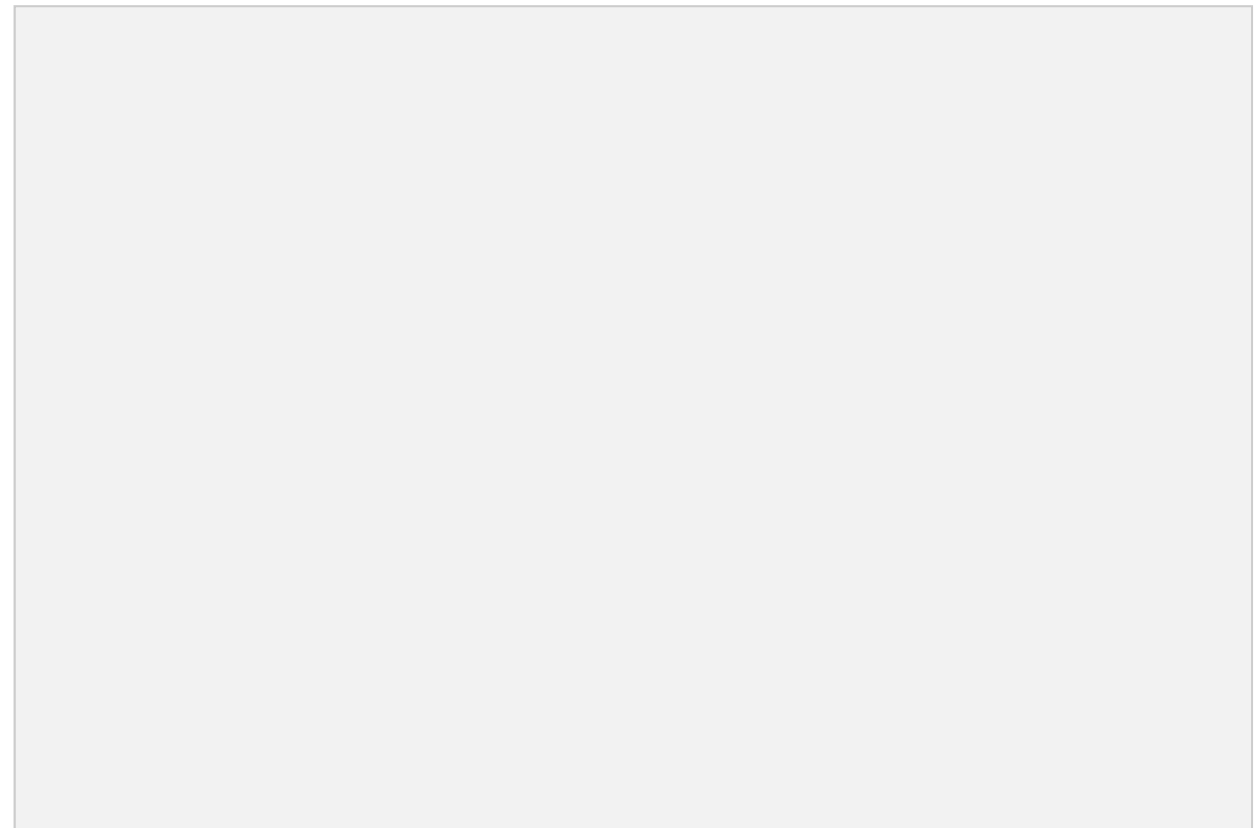
Batterie alimentate a urina La Bill Gates Foundation sta finanziando ulteriori ricerche del Bristol Robotic Laboratory che ha scoperto batterie che possono essere alimentate dall'urina . È abbastanza efficiente per caricare uno smartphone che gli scienziati hanno già mostrato. Ma come funziona? Utilizzando una cella a combustibile microbica, i microrganismi prendono l'urina, la scompongono e producono elettricità. **Alimentato**

dal suono I ricercatori nel Regno Unito hanno costruito un telefono in grado di caricare utilizzando il suono ambientale nell'atmosfera circostante. Lo smartphone è stato costruito utilizzando un principio chiamato effetto piezoelettrico. Sono stati creati nanogeneratori che raccolgono il rumore ambientale e lo convertono in corrente elettrica. I nanorod rispondono anche alla voce umana, il che significa che gli utenti mobili chiacchieroni potrebbero effettivamente alimentare il proprio telefono mentre parlano. **Ricarica venti volte più veloce, batteria**

Ryden dual carbon. Power Japan Plus ha già annunciato questa nuova tecnologia della batteria chiamata Ryden dual carbon . Non solo durerà più a lungo e si caricherà più velocemente del litio, ma può essere realizzato utilizzando le stesse fabbriche in cui vengono costruite le batterie al litio. Le batterie utilizzano materiali in carbonio, il che significa che sono più

sostenibili e rispettose dell'ambiente rispetto alle alternative attuali. Significa anche che le batterie si caricheranno venti volte più velocemente degli ioni di litio. Saranno anche più durevoli, con la capacità di durare fino a 3.000 cicli di carica, inoltre sono più sicuri con minori possibilità di incendio o esplosione. **Batterie agli ioni di sodio.** Scienziati in Giappone stanno lavorando su nuovi tipi di batterie che non necessitano di litio come la batteria dello smartphone. Queste nuove batterie utilizzeranno il sodio, uno dei materiali più comuni sul pianeta, piuttosto che il raro litio, e saranno fino a sette volte più efficienti delle batterie convenzionali. La ricerca sulle batterie agli ioni di sodio va avanti dagli anni '80 nel tentativo di trovare un'alternativa più economica al litio. Utilizzando il sale, il sesto elemento più comune sul pianeta, le batterie possono essere rese molto più economiche. La commercializzazione delle batterie dovrebbe iniziare per smartphone, auto e altro nei prossimi 5-10 anni.

UPP



Caricabatterie per celle a combustibile a

idrogeno Il caricabatterie portatile per celle a combustibile a idrogeno

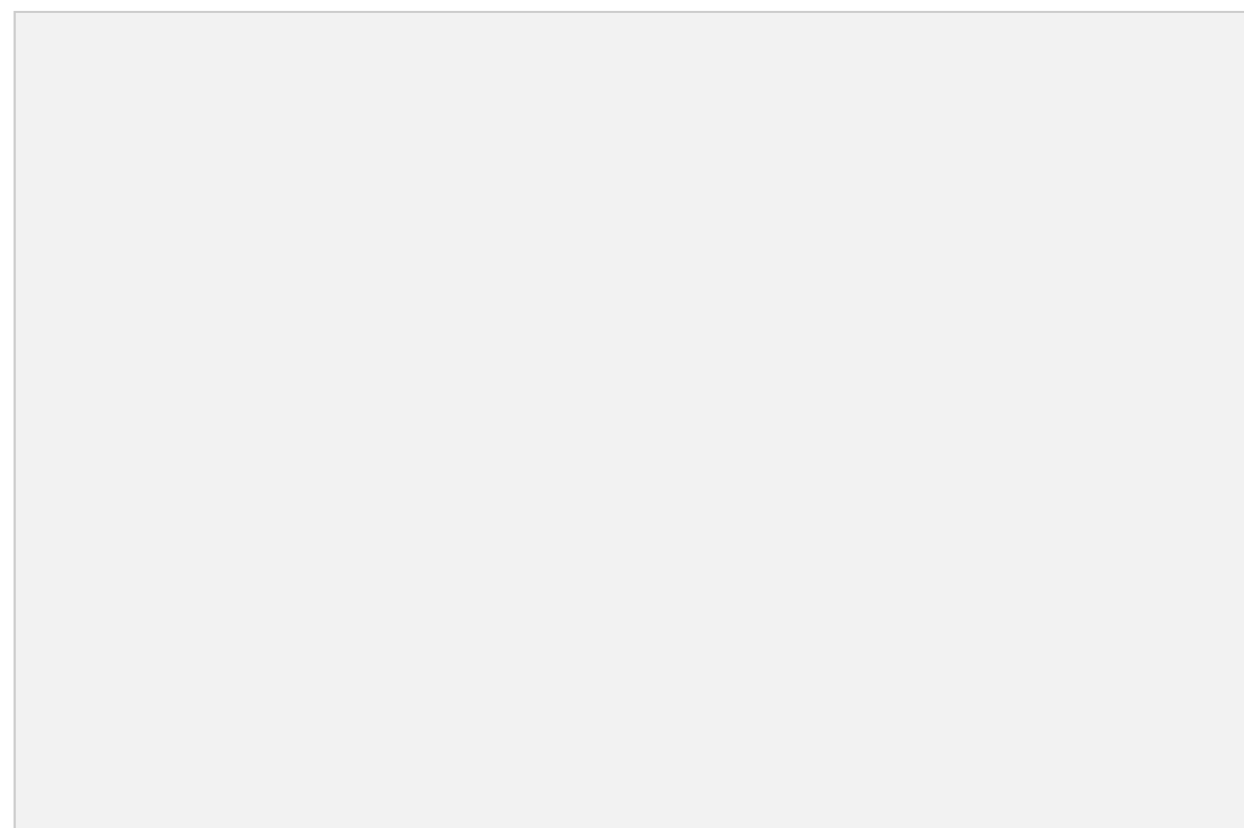
Upp è ora disponibile. Utilizza l'idrogeno per alimentare il tuo telefono tenendoti fuori dalla rete e rimanendo rispettoso dell'ambiente. Una cella a idrogeno fornirà cinque ricariche complete di un telefono cellulare (capacità di 25 Wh per cella). E l'unico sottoprodotto prodotto è il vapore acqueo. Una

presa USB di tipo A significa che caricherà la maggior parte dei dispositivi USB con un'uscita 5V, 5W, 1000mA.

Batterie con estintore

incorporato Non è raro che le batterie agli ioni di litio si surriscaldino, prendano fuoco e addirittura esplodano. La batteria del Samsung Galaxy Note 7 è un ottimo esempio. I ricercatori dell'università di Stanford hanno ideato batterie agli ioni di litio con estintori incorporati. La batteria ha un componente chiamato trifenilfosfato, comunemente usato come ritardante di fiamma in elettronica, aggiunto alle fibre di plastica per aiutare a mantenere separati gli elettrodi positivo e negativo. Se la temperatura della batteria supera i 150 gradi C, le fibre di plastica si sciolgono e viene rilasciata la sostanza chimica trifenilfosfato. La ricerca mostra che questo nuovo metodo può impedire alle batterie di prendere fuoco in 0,4 secondi.

MIKE ZIMMERMAN



Batterie che sono al sicuro dalle esplosioni. Le batterie agli ioni di litio hanno uno strato di materiale poroso di elettrolita liquido piuttosto volatile inserito tra gli strati di anodo e catodo. Mike Zimmerman, ricercatore della Tufts University in Massachusetts, ha sviluppato una batteria che ha il doppio della capacità di quelle agli ioni di litio, ma senza i pericoli intrinseci. La batteria di Zimmerman è incredibilmente sottile, leggermente più spessa di due carte di credito, e sostituisce il liquido elettrolitico con una pellicola di plastica che ha proprietà simili. Può sopportare di essere forato,

sminuzzato e può essere esposto al calore poiché non è infiammabile. C'è ancora molta ricerca da fare prima che la tecnologia possa arrivare sul mercato, ma è bello sapere che esistono opzioni più sicure. **Batterie a flusso di liquido** Gli scienziati di Harvard hanno sviluppato una batteria che immagazzina la sua energia in molecole organiche disciolte in acqua a pH neutro. I ricercatori affermano che questo nuovo metodo consentirà alla batteria Flow di durare un tempo eccezionalmente lungo rispetto alle attuali batterie agli ioni di litio. È improbabile che vedremo la tecnologia negli smartphone e simili, poiché la soluzione liquida associata alle batterie Flow viene conservata in grandi serbatoi, più grandi sono, meglio è. Si pensa che potrebbero essere un modo ideale per immagazzinare l'energia creata da soluzioni di energia rinnovabile come l'eolico e il solare. In effetti, la ricerca della Stanford University ha utilizzato il metallo liquido in una batteria a flusso con risultati potenzialmente ottimi, sostenendo il doppio della tensione delle batterie a flusso convenzionali. Il team ha suggerito che questo potrebbe essere un ottimo modo per immagazzinare fonti di energia intermittenti, come l'eolico o il solare, per un rapido rilascio alla rete su richiesta. IBM e ETH Zurich e hanno sviluppato una batteria a flusso di liquido molto più piccola che potrebbe essere potenzialmente utilizzata nei dispositivi mobili. Questa nuova batteria afferma di essere in grado non solo di fornire energia ai componenti, ma anche di raffreddarli allo stesso tempo. Le due aziende hanno scoperto due liquidi all'altezza del compito, e verranno utilizzati in un sistema in grado di produrre 1,4 Watt di potenza per cm quadrato, con 1 Watt di potenza riservato all'alimentazione della batteria.

Batteria Zap&Go agli ioni di carbonio ZapGo, azienda con sede a Oxford, ha sviluppato e prodotto la prima batteria agli ioni di carbonio pronta per l'uso da parte dei consumatori. Una batteria agli ioni di carbonio combina le capacità di ricarica superveloce di un supercondensatore, con le prestazioni di una batteria agli ioni di litio, il tutto essendo completamente riciclabile. L'azienda dispone di un caricabatterie powerbank che si ricarica completamente in cinque minuti e quindi caricherà completamente uno smartphone in due ore. **Batterie zinco-aria** Gli scienziati dell'Università di Sydney credono di aver trovato un modo per produrre batterie zinco-aria molto più economico dei metodi attuali. Le batterie zinco-aria possono essere considerate superiori a quelle agli ioni di litio, perché non prendono fuoco. L'unico problema è che si affidano a componenti costosi per funzionare. Sydney Uni è riuscita a creare una batteria zinco-aria

senza la necessità di componenti costosi, ma piuttosto alcune alternative più economiche. Potrebbero essere in arrivo batterie più sicure ed economiche!

Abbigliamento intelligente I ricercatori dell'Università del Surrey stanno sviluppando un modo per usare i vestiti come fonte di energia. La batteria è chiamata Nanogeneratori Triboelettrici (TENG), che converte il movimento in energia immagazzinata. L'elettricità immagazzinata può quindi essere utilizzata per alimentare telefoni cellulari o dispositivi come i fitness tracker Fitbit. La tecnologia potrebbe essere applicata anche a qualcosa di più del semplice abbigliamento, potrebbe essere integrata nel marciapiede, quindi quando le persone ci camminano costantemente sopra, può immagazzinare elettricità che può essere utilizzata per alimentare i lampioni o nel

pneumatico di un'auto in modo che possa un'automobile. **Batterie**

estensibili. Gli ingegneri dell'Università della California a San Diego hanno sviluppato una cella a biocarburante estensibile in grado di generare elettricità dal sudore. Si dice che l'energia generata sia sufficiente per alimentare LED e radio Bluetooth, il che significa che un giorno potrebbe alimentare dispositivi indossabili come smartwatch e fitness tracker.

La batteria al grafene di Samsung. Samsung è riuscita a sviluppare "sfere di grafene" in grado di aumentare la capacità delle sue attuali batterie agli ioni di litio del 45% e di ricaricarsi cinque volte più velocemente delle batterie attuali. Per contestualizzare, Samsung afferma che la sua nuova batteria a base di grafene può essere ricaricata completamente in 12 minuti, rispetto a circa un'ora per l'unità attuale. Samsung afferma anche che ha usi oltre gli smartphone, dicendo che potrebbe essere utilizzato per i veicoli elettrici in quanto può resistere a temperature fino a 60 gradi Celsius.

Ricarica più sicura e veloce delle attuali batterie agli ioni di litio Gli scienziati della WMG dell'Università di Warwick hanno sviluppato una nuova tecnologia che consente di caricare le attuali batterie agli ioni di litio fino a cinque volte più velocemente rispetto ai limiti attualmente raccomandati. La tecnologia misura costantemente la temperatura della batteria in modo molto più preciso rispetto ai metodi attuali. Gli scienziati hanno scoperto che le batterie attuali possono infatti essere spinte oltre i limiti raccomandati senza influire sulle prestazioni o surriscaldarsi. Forse non abbiamo bisogno di nessuna delle altre batterie nuove menzionate!

LA FINE DEL GAS IN EUROPA.

Undici Paesi membri, tra cui Germania, Paesi Bassi, Spagna, chiedono giustamente che non siano più finanziati i gasdotti nelle reti transfrontaliere TEN-E nell'ambito dei progetti di comune interesse (PCI), che consentono procedure accelerate e l'accesso a fondi europei dedicati. È una posizione interessante, che riguarda una partita gigantesca e che si inquadra nel ruolo assegnato al gas nel Green Deal e nel contrasto al cambiamento climatico non solo dell'Unione europea, ma anche degli Stati membri e delle stesse aziende. Nella programmazione 2014-2020, si sostenevano erroneamente su pressioni fossili 4 corridoi del gas e [varie interconnessioni](#), tra cui Grecia e Bulgaria, il TAP fino in Puglia, tra Polonia e Slovacchia e poi verso la Danimarca, tra Ungheria, Slovenia e Italia. Austria, Belgio, Germania, Danimarca, Estonia, Spagna, Irlanda, Lussemburgo, Latvia, Paesi Bassi e Svezia, nel "non-paper" di posizione che è stato reso noto da [Reuters](#) il 1° giugno affermano che gli aiuti vanno esclusi anche nel caso i gasdotti trasportino un mix di gas e idrogeno. D'altra parte, ancora il 13 aprile 2021, un gruppo europeo di operatori del gas (compresa la SNAM) pubblicava una proposta oscena di sviluppo dei gasdotti, da adattare progressivamente al trasporto dell'idrogeno, per tappe fino al 2040, con investimenti tra i 43 e gli 81 miliardi di euro (cifra pazzesca e inutile). Ragionando sulle proiezioni di crescita del mercato dell'idrogeno, si dava una speranza e una ragione di sopravvivenza al sistema dei gasdotti, rispetto ai declinanti scenari per coloro che trasportano fonti fossili nell'età del cambiamento climatico. A sostenere il gas, vi era anche l'argomento falso della sicurezza energetica, per esempio tra Polonia e Paesi Baltici, anche se sullo sfondo resta sempre il problema della dipendenza dalla Russia, a cui peraltro mancano solo 100 km per completare il Nord Stream 2, fino in Germania. Inoltre, è stato sostenuto da lobby agguerrite e motivate l'argomento secondo cui il gas naturale, pur fonte fossile, costituisce uno strumento "verde" rispetto al più inquinante carbone, come combustibile di transizione. Il 18 dicembre 2020, si erano espressi in questo senso 10 Paesi membri, cioè Bulgaria, Croazia, Cipro, Repubblica Ceca, Grecia, Ungheria, Malta, Polonia, Romania e Slovacchia. Si capisce dunque il conflitto in corso con gli altri 11 Paesi membri capitanati dalla Germania, nel quadro di un dibattito che dura almeno dal 2018 per stabilire che cosa è "verde" e cosa non lo è. Sebbene sia passato sotto relativo silenzio in Italia, i Paesi membri, la Commissione e il Parlamento europeo hanno convenuto un sistema di priorità (il regolamento "Tassonomia" del 22 giugno 2020), per definire quali siano gli investimenti da riconoscere come utili a combattere il cambiamento climatico, nell'economia circolare, nell'agricoltura, nell'industria, nelle costruzioni, nei trasporti. A cascata, il 21 aprile scorso è stato approvato l'atto delegato conseguente che stabilisce quali fonti energetiche possono essere finanziate come "verdi". Ebbene, dopo molti esercizi, [minacce di dimissioni da parte di nove esperti](#) dal Comitato dei 67 che aiutava la Commissione a venirne a capo, si è deciso di rimandare la discussione sul gas in un atto separato come già si era stabilito per il nucleare, e quindi comunque di escluderlo dalle fonti verdi. Nel documento che circolava a marzo 2020, [reso noto dal giornale francese Contexte](#), si ipotizzavano tipologie diverse e circostanziate di ammissibilità del gas a strumento di transizione, per esempio calcolando quando CO₂ si sarebbe guadagnato nella sostituzione rispetto al carbone, o riguardo agli impianti di cogenerazione. Anche il nucleare (malgrado la lobby francese e di alcuni Stati membri orientali) sarà oggetto di un documento delegato a parte, perché se è vero che l'emissione di CO₂ è minima, le scorie impattano sul principio della "innocuità" sugli altri obiettivi ("do not significant harm", non far

danni significativi), come sulla protezione della biodiversità, o delle acque, o sull'inquinamento e la salute degli eco-sistemi.

L'Italia in burocrazia che vieta i pompaggi e' prima al mondo e lo potete vedere dall'allegato alla Legge Semplificazioni che come potete notare blocca i pompaggi e rinnovabili per lasciare possibile il raddoppio ai gasdotti esistenti tra cui il TAP.

RELAZIONE AL DECRETO SEMPLIFICAZIONI, DL 31 maggio 2021, n. 77 È necessario fare una premessa: la legislazione vigente, rispetto al procedimento ambientale e paesaggistico, non rende le procedure lente, ma le rende attente rispetto all'evenienza che i progetti di costruzione di centrali energetiche, o comunque progetti altamente impattanti, non si sviluppino in maniera indiscriminata e demolitiva sui territori e sulle persone che ci vivono, nel rispetto dell'ambiente, del sistema sanitario e del patrimonio culturale italiano. Se così non fosse, ad esempio, potremmo ritrovare delle ciminiere accanto alla Reggia di Caserta. Lenti, al massimo, sono gli uffici dei Ministeri nel dare seguito alle procedure amministrative; la velocizzazione delle procedure, a mio avviso, è dunque una scusa, funzionale a rendere più facile l'arrivo a dama dei colossi energetici quando vogliono, anzi esigono, qualcosa. Facendo affidamento sulle regole finora esistenti, diversi territori, tra cui le città a nord della Regione Lazio (in primis Civitavecchia), hanno iniziato una battaglia per fermare i progetti costruzione di nuove centrali per la produzione di energia elettrica tramite combustibili fossili; dopo quasi un secolo di decessi per patologie oncologiche e malattie respiratorie, le città ed i cittadini coinvolti rischiano di subire almeno altri 20 anni di crisi ambientale e sanitaria. Attenzione, non si tratta del tema "non nel mio recinto". Siamo in presenza di territori devastati dalla servitù energetica da ben 70 anni, passati per decenni di olio combustibile, decenni di carbone ed ai quali ora sembrano aggiungersi altri decenni di turbogas. Ci sarebbe molto da dire sull'inadeguatezza di chi sta organizzando questa transizione, sulla sudditanza di talune Istituzioni verso alcune realtà molto influenti, tali da rendere i convincimenti di queste ultime come ineluttabili verità, ovviamente assunte ma mai verificate e casualmente funzionali alla salvaguardia dei propri bilanci. Per esempio pare che il nostro paese non sia ancora pronto per le rinnovabili senza l'ausilio dei combustibili fossili, sebbene nessuno l'abbia mai davvero verificato, oppure sembra che per snellire la macchina burocratica di una nazione serva un testo legislativo che stravolga le regole di controllo e di protezione dell'ambiente e della sanità pubblica. I partiti ed i loro rappresentanti nel Parlamento conoscono il testo? Lo hanno condiviso? Chi lo ha scritto e su indicazione di chi? Domande per le quali sarebbe interessante scoprire le risposte. Ma veniamo alla bozza del Decreto, lasciando il resto ad altre occasioni. Intanto giova ricordare la nostra Costituzione: Articolo 117 La potestà legislativa è esercitata dallo Stato [70 e segg.] e dalle Regioni nel rispetto della Costituzione, nonché dei vincoli derivanti dall'ordinamento comunitario e dagli obblighi internazionali. Lo Stato ha legislazione esclusiva nelle seguenti materie: a) politica estera e rapporti internazionali dello Stato; rapporti dello Stato con l'Unione europea; diritto di asilo e condizione giuridica dei cittadini di Stati non appartenenti all'Unione europea; b) immigrazione; c) rapporti tra la Repubblica e le confessioni religiose; d) difesa e Forze armate; sicurezza dello Stato; armi, munizioni ed esplosivi; e) moneta, tutela del risparmio e mercati finanziari; tutela della concorrenza; sistema valutario; sistema tributario e contabile dello Stato; armonizzazione dei bilanci pubblici; perequazione delle risorse finanziarie; f) organi dello Stato e relative leggi elettorali; referendum statali; elezione del Parlamento europeo; g) ordinamento e organizzazione amministrativa dello Stato e degli enti pubblici nazionali; h) ordine pubblico e sicurezza, ad esclusione della polizia amministrativa locale; i) cittadinanza, stato civile e anagrafi; l) giurisdizione e norme processuali; ordinamento civile e penale; giustizia amministrativa; m) determinazione dei livelli essenziali delle prestazioni concernenti i diritti civili e sociali che devono essere garantiti su tutto il territorio nazionale; n) norme generali sull'istruzione; o) previdenza sociale; p) legislazione elettorale, organi di governo e funzioni fondamentali di Comuni, Province e Città metropolitane; q) dogane, protezione dei confini nazionali e profilassi internazionale; r) pesi, misure e determinazione del tempo; coordinamento informativo statistico e informatico dei dati dell'amministrazione statale, regionale e locale; opere dell'ingegno; s) tutela dell'ambiente, dell'ecosistema e dei beni culturali. Sono materie di legislazione concorrente quelle relative a: rapporti internazionali e con l'Unione europea delle Regioni; commercio con l'estero; tutela e sicurezza del lavoro; istruzione, salva l'autonomia delle istituzioni scolastiche e con esclusione della istruzione e della formazione professionale; professioni; ricerca scientifica e tecnologica e sostegno all'innovazione per i settori produttivi; tutela della salute; alimentazione; ordinamento sportivo; protezione civile; governo del territorio; porti e aeroporti civili; grandi reti di trasporto e di navigazione; ordinamento della comunicazione; produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia; previdenza complementare e integrativa; coordinamento della finanza pubblica e del sistema tributario; valorizzazione dei beni culturali e ambientali e promozione e organizzazione di attività culturali; casse di risparmio, casse rurali, aziende di credito a carattere regionale; enti di credito fondiario e agrario a carattere regionale. Nelle materie di legislazione concorrente spetta alle Regioni la potestà legislativa, salvo che per la determinazione dei principi fondamentali, riservata alla legislazione dello Stato. Spetta alle Regioni la potestà legislativa in riferimento ad ogni materia non espressamente riservata alla legislazione dello Stato. Le Regioni e le Province autonome di Trento e di Bolzano, nelle materie di loro competenza, partecipano alle decisioni dirette alla formazione degli atti normativi comunitari e provvedono all'attuazione e all'esecuzione degli accordi internazionali e degli atti dell'Unione europea, nel rispetto delle norme di procedura stabilite da legge dello Stato, che disciplina le modalità di esercizio del potere sostitutivo in caso di inadempienza. La potestà regolamentare spetta allo Stato nelle materie di legislazione esclusiva, salva delega alle Regioni. La potestà regolamentare spetta alle Regioni in ogni altra materia. I Comuni, le Province e le Città metropolitane hanno potestà regolamentare in ordine alla disciplina dell'organizzazione e dello svolgimento delle funzioni loro attribuite. Le leggi regionali rimuovono ogni ostacolo che impedisce la piena parità degli uomini e delle donne nella vita sociale, culturale ed economica e promuovono la parità di accesso tra donne e uomini alle cariche elettive [3]. La legge regionale ratifica le intese della Regione con altre Regioni per il migliore esercizio delle proprie funzioni, anche con individuazione di organi comuni. Nelle materie di sua competenza la Regione può concludere accordi con Stati e intese con enti territoriali interni ad altro Stato, nei casi e con le forme disciplinati da leggi dello Stato. Soprattutto in base all'art. 117 della Costituzione, in cui si evidenzia l'attribuzione della tutela e della valorizzazione del patrimonio culturale e ambientale alle Regioni, il testo del presente decreto che, di fatto, depotenzia il ruolo delle Regioni e delle relative prerogative rispetto alla tutela ambientale, potrebbe essere oggetto di

controversia dinanzi alla Corte Costituzionale. Iniziamo. ART. 18 (Opere e infrastrutture strategiche per la realizzazione del PNRR e del PNIEC) 1. Al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, sono apportate le seguenti modificazioni: a) all'articolo 7-bis 1) il comma 2-bis è sostituito dal seguente: "2- bis. Le opere, gli impianti e le infrastrutture necessari alla realizzazione dei progetti strategici per la transizione energetica del Paese inclusi nel Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) e al raggiungimento degli obiettivi fissati dal Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC), predisposto in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999, come individuati nell'Allegato I-bis, e le opere ad essi connesse costituiscono interventi di pubblica utilità, indifferibili e urgenti."; 2) il comma 2-ter è abrogato; b) dopo l'allegato I alla Parte seconda, è inserito l'allegato I-bis, di cui all'allegato I al presente decreto. Questa sostituzione del precedente "comma 2-bis" dell'art. 7-bis dà il via libera all'approvazione delle opere, tra cui le centrali di produzione energetica, senza alcun controllo, viene infatti eliminata l'intesa con le Regioni nella Conferenza permanente. Di seguito il precedente comma 2 bis: Entro centoventi giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, il Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, del Ministro dello sviluppo economico, del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti e del Ministro per i beni e le attività culturali e per il turismo, previa intesa con la Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le province autonome di Trento e Bolzano, individua, con uno più decreti, successivamente aggiornati, ove necessario, con cadenza semestrale, le tipologie di progetti e le opere necessarie per l'attuazione del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), nonché le aree non idonee alla realizzazione di tali progetti o opere, tenendo conto delle caratteristiche del territorio, sociali, industriali, urbanistiche, paesaggistiche e morfologiche e delle aree sia a terra che a mare caratterizzate dalla presenza di siti di interesse nazionale da bonificare ovvero limitrofe, con particolare riferimento all'assetto idrogeologico e alle vigenti pianificazioni, da sottoporre a verifica di assoggettabilità a VIA o a VIA in sede statale ai sensi del comma 2. Come si può notare il senso del comma è totalmente stravolto; non solo viene cancellata l'intesa con le Regioni, ma viene eliminata del tutto la parte in cui viene richiamata l'attenzione alle "caratteristiche del territorio, sociali, industriali, urbanistiche, paesaggistiche e morfologiche delle aree sia a terra che a mare...", di fatto eliminando una progettazione delle opere connesse al PNRR ed al PNIEC armonizzata con il territorio del paese. Con la modificazione "b", che cancella del tutto il comma 2-ter, è ancora più evidente Ecco infatti cosa recita il "comma 2-ter": 2-ter. L'individuazione delle aree di cui al comma 2- bis deve avvenire nel rispetto delle esigenze di mitigazione degli effetti dei cambiamenti climatici, nonché delle esigenze di tutela del patrimonio culturale e del paesaggio, delle aree agricole e forestali, della qualità dell'aria e dei corpi idrici e del suolo, tenuto conto dei suoli degradati le cui funzioni ecosistemiche risultano pregiudicate in modo irreversibile e definitivo. L'individuazione delle aree nel "rispetto delle esigenze di mitigazione degli effetti dei cambiamenti climatici, nonché delle esigenze di tutela del patrimonio culturale e del paesaggio, delle aree agricole e forestali, della qualità dell'aria e dei corpi idrici e del suolo", viene dunque totalmente eliminata. ART. 19 (Disposizioni relative al procedimento di verifica di assoggettabilità a VIA e consultazione preventiva) 1. Al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, sono apportate le seguenti modificazioni: a) all'articolo 19: 1) al comma 4 la parola "quarantacinque" è sostituita dalla seguente: "trenta"; Addirittura nel nuovo comma 4 dell'art. 19 del decreto 152/06 le osservazioni alla documentazione di impatto ambientale, che di solito in base al vecchio comma si possono presentare entro 45 giorni, devono essere presentate entro 30 giorni. Non solo con questo decreto di urgenza si azzerà il controllo per la salvaguardia ambientale, ma si punta a ridurre i tempi per lo studio e le relative osservazioni ai progetti presentati e pubblicati. ART. 20 (Nuova disciplina della valutazione di impatto ambientale e disposizioni speciali per gli interventi PNRR-PNIEC) 1. Al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, all'articolo 25, i commi 2 e 2-bis sono sostituiti dai seguenti: "2. Nel caso di progetti di competenza statale, ad esclusione di quelli di cui all'articolo 8, comma 2- bis, l'autorità competente, entro il termine di sessanta giorni dalla conclusione della fase di consultazione di cui all'articolo 24, adotta il provvedimento di VIA previa acquisizione del concerto del competente direttore generale del Ministero della cultura entro il termine di trenta giorni. Nei casi di cui al precedente periodo, qualora sia necessario procedere ad accertamenti e indagini di particolare complessità, l'autorità competente, con atto motivato, dispone il prolungamento della fase di valutazione sino a un massimo di ulteriori trenta giorni, dando tempestivamente comunicazione per via telematica al proponente delle ragioni che giustificano la proroga e del termine entro cui sarà emanato il provvedimento. Nel caso di consultazioni transfrontaliere il provvedimento di VIA è proposto all'adozione del Ministro entro il termine di cui all'articolo 32, comma 5-bis. 2-bis. Per i progetti di cui all'articolo 8, comma 2-bis, la Commissione di cui al medesimo comma 2- bis, si esprime entro il termine di trenta giorni dalla conclusione della fase di consultazione di cui all'articolo 24 e comunque entro il termine di centotrenta giorni dalla data di pubblicazione della documentazione di cui all'articolo 23 predisponendo lo schema di provvedimento di VIA. Nei successivi trenta giorni, il direttore generale del Ministero della transizione ecologica adotta il provvedimento di VIA, previa acquisizione del concerto del competente direttore generale del Ministero della cultura entro il termine di venti giorni. Nel caso di consultazioni transfrontaliere il provvedimento di VIA è adottato entro il termine di cui all'articolo 32, comma 5-bis. 2-ter. Nei casi in cui i termini per la conclusione del procedimento di cui al comma 2-bis, primo e secondo periodo, non siano rispettati è automaticamente rimborsato al proponente il cinquanta per cento dei diritti di istruttoria di cui all'articolo 33, mediante utilizzazione delle risorse iscritte in apposito capitolo a tal fine istituito nello stato di previsione del Ministero della transizione ecologica con uno stanziamento di euro 840.000 per l'anno 2021, di euro 1.640.000 per l'anno 2022 ed euro 1.260.000 per l'anno 2023. 2-quater. In caso di inerzia nella conclusione del procedimento da parte delle Commissioni di cui all'articolo 8, commi 1 e 2-bis, il titolare del potere sostitutivo, nominato ai sensi dell'articolo 2 della legge 7 agosto 1990, n. 241, acquisito, qualora la competente commissione di cui all'articolo 8 non si sia pronunciata, il parere dell'ISPRA entro il termine di trenta giorni, provvede all'adozione dell'atto omesso entro i successivi trenta giorni. In caso di inerzia nella conclusione del procedimento da parte del direttore generale del ministero della transizione ecologica ovvero in caso di ritardo nel rilascio del concerto da parte del direttore generale competente del Ministero della cultura, il titolare del potere sostitutivo, nominato ai sensi dell'articolo 2 della legge n. 241 del 1990, provvede al rilascio degli atti di relativa competenza entro i successivi trenta giorni.". 2-quinquies. Il concerto del competente direttore generale del Ministero della cultura comprende l'autorizzazione di cui all'articolo 146 del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, ove gli elaborati progettuali siano sviluppati a un livello che consenta la compiuta redazione della relazione paesaggistica.". Tolle di mezzo le Regioni, con l'art. 20 di questo decreto si cominciano a smantellare i controlli dello Stato stesso. Infatti con il nuovo comma 2, mentre prima si proponeva al Ministero dell'Ambiente l'adozione del provvedimento VIA (Valutazione di impatto ambientale), adesso il provvedimento VIA si adotta "previa acquisizione del concerto del competente direttore generale del Ministero della cultura entro il termine di trenta giorni". Si passa dunque da una proposta, che presuppone una valutazione e successiva espressione sulla documentazione, fatta al Ministero che si occupa di

Ambiente (visto che trattasi di valutazione di impatto ambientale), ad acquisizione del concerto del direttore generale del Ministero della Cultura, che se ha di certo competenze in ambito di patrimonio culturale non si capisce perché gli si attribuiscono competenze in ambito ambientale peraltro quasi in maniera pro-forma, visto che da proposta si è passati ad "acquisizione del concerto". Con il comma 2-quinquies ancora una volta si aggira il controllo da parte degli enti preposti, stavolta rispetto all'autorizzazione paesaggistica (prevista dall'art. 146 del d.lgs. 42/2004 come citato nella riformulazione del comma) che le regioni rilasciano in base al PTPR (Piano Territoriale Paesaggistico Regionale) ovvero lo strumento di pianificazione e tutela paesaggistica, che non può essere derogata in maniera quasi automatica come con la presente riformulazione. Per chiarezza di seguito i commi 2 e 2-bis originali: 2. Nel caso di progetti di competenza statale, ad esclusione di quelli di cui all'articolo 7-bis, comma 2- bis, l'autorità competente, entro il termine di sessanta giorni dalla conclusione della fase di consultazione di cui all'articolo 24, propone al Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare l'adozione del provvedimento di VIA. Qualora sia necessario procedere ad accertamenti e indagini di particolare complessità, l'autorità competente, con atto motivato, dispone il prolungamento della fase di valutazione sino a un massimo di ulteriori trenta giorni, dando tempestivamente comunicazione per via telematica al proponente delle ragioni che giustificano la proroga e del termine entro cui sarà emanato il provvedimento. Nel caso di consultazioni transfrontaliere il provvedimento di VIA è proposto all'adozione del Ministro entro il termine di cui all'articolo 32, comma 5-bis. Decorso inutilmente i termini di cui al periodo precedente senza che la Commissione competente di cui all'articolo 8 si sia espressa, il direttore generale della competente Direzione Generale del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, entro i successivi sessanta giorni, e sulla base del parere dell'ISPRA acquisito entro il termine di trenta giorni, trasmette il provvedimento di VIA al Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare per la conseguente adozione. Il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare provvede entro il termine di trenta giorni all'adozione del provvedimento di VIA, previa acquisizione del concerto del Ministro dei beni e delle attività culturali e del turismo da rendere entro quindici giorni dalla richiesta. In caso di inutile decorso del termine per l'adozione del provvedimento di VIA da parte del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare ovvero per l'espressione del concerto da parte del Ministro dei beni e delle attività culturali e del turismo nonché qualora sia inutilmente decorso il termine complessivo di duecentodieci giorni, a decorrere dall'avvio del procedimento per l'adozione del provvedimento di VIA, su istanza del proponente o dei Ministri interessati, l'adozione del provvedimento è rimessa alla deliberazione del Consiglio dei ministri che si esprime entro i successivi trenta giorni. (comma così modificato dall'art. 50, comma 1, legge n. 120 del 2020) 2-bis. Per i progetti di cui all'articolo 7-bis, comma 2- bis, la Commissione di cui all'articolo 8, comma 2- bis, si esprime entro il termine di centosettanta giorni dalla pubblicazione della documentazione di cui all'articolo 23 predisponendo lo schema di provvedimento di VIA. Nei successivi trenta giorni, il direttore generale del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare adotta il provvedimento di VIA, previa acquisizione del concerto del competente direttore generale del Ministero per i beni e le attività culturali e per il turismo entro il termine di quindici giorni. Nel caso di consultazioni transfrontaliere il provvedimento di VIA è adottato entro il termine di cui all'articolo 32, comma 5-bis. In caso di inerzia nella conclusione del procedimento, il titolare del potere sostitutivo, nominato ai sensi dell'articolo 2 della legge 7 agosto 1990 n. 241, acquisito, qualora la competente commissione di cui all'articolo 8 non si sia pronunciata, il parere dell'ISPRA entro il termine di trenta giorni, provvede al rilascio del provvedimento entro i successivi trenta giorni. (comma introdotto dall'art. 50, comma 1, legge n. 120 del 2020) ART. 22 (Nuova disciplina in materia di provvedimento unico ambientale) 1. Al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, all'articolo 27, sono apportate le seguenti modificazioni: a) al comma 1, le parole "di ogni autorizzazione, intesa, parere, concerto, nulla osta, o atto di assenso in materia ambientale, richiesto" sono sostituite dalle seguenti: "delle autorizzazioni ambientali tra quelle elencate al comma 2 richieste" e le parole "di ogni autorizzazione, intesa, parere, concerto, nulla osta, o atti di assenso in materia ambientale richiesti" sono sostituite dalle seguenti: "delle autorizzazioni di cui al comma 2"; b) al comma 2, prima del primo periodo, è inserito il seguente: "È facoltà del proponente richiedere l'esclusione dal presente procedimento dell'acquisizione di autorizzazioni, intese, concessioni, licenze, pareri, concerti, nulla osta e assensi comunque denominati, nel caso in cui le relative normative di settore richiedano, per consentire una compiuta istruttoria tecnico- amministrativa, un livello di progettazione esecutivo."; Il comma 2 dell'art. 27 della 152, mentre il testo seguente elenca le autorizzazioni ambientali necessarie per avere il via libera al provvedimento unico, viene invece "arricchito" da un incipit che dà la possibilità al proponente di aggirare tutte le "autorizzazioni, intese, concessioni, licenze, pareri, concerti, nulla osta e assensi comunque denominati, nel caso in cui le relative normative di settore richiedano..." Di seguito il testo del comma 2 in questione: 2. Il provvedimento unico di cui al comma 1 comprende il rilascio dei seguenti titoli laddove necessario: a) autorizzazione integrata ambientale ai sensi del Titolo III-bis della Parte II del presente decreto; b) autorizzazione riguardante la disciplina degli scarichi nel sottosuolo e nelle acque sotterranee di cui all'articolo 104 del presente decreto; c) autorizzazione riguardante la disciplina dell'immersione in mare di materiale derivante da attività di escavo e attività di posa in mare di cavi e condotte di cui all'articolo 109 del presente decreto; d) autorizzazione paesaggistica di cui all'articolo 146 del Codice dei beni culturali e del paesaggio di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42; e) autorizzazione culturale di cui all'articolo 21 del Codice dei beni culturali e del paesaggio di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42; f) autorizzazione riguardante il vincolo idrogeologico di cui al regio decreto 30 dicembre 1923, n. 3267, e al decreto del Presidente della Repubblica 24 luglio 1977, n. 616; g) nulla osta di fattibilità di cui all'articolo 17, comma 2, del decreto legislativo 26 giugno 2015, n. 105; h) autorizzazione antisismica di cui all'articolo 94 del decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380. ART. 28 (Modifica della disciplina concernente la valutazione ambientale strategica) 1. Al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, sono apportate le seguenti modificazioni: a) all'articolo 12: 1) al comma 1, le parole "ovvero, nei casi di particolare difficoltà di ordine tecnico, anche su supporto cartaceo" sono soppresse e dopo la parola "preliminare" sono inserite le seguenti: "di assoggettabilità a VAS"; 2) al comma 2, le parole "documento preliminare" sono sostituite dalle seguenti: "rapporto preliminare di assoggettabilità a VAS"; 3) al comma 4, le parole "e, se del caso, definendo le necessarie prescrizioni" sono soppresse; Nel punto 3 vengono soppresse le prescrizioni per l'assoggettabilità a VAS, previste invece dal comma 4 della legge in questione, che invece possono rappresentare una conditio sine qua non, per mantenere la salvaguardia dell'ambiente per cui vengono presentati i progetti. Di seguito la VAS: 12. Verifica di assoggettabilità 1. Nel caso di piani e programmi di cui all'articolo 6, commi 3 e 3-bis, l'autorità procedente trasmette all'autorità competente, su supporto informatico ovvero, nei casi di particolare difficoltà di ordine tecnico, anche su supporto cartaceo, un rapporto preliminare comprendente una descrizione del piano o programma e le informazioni e i dati necessari alla verifica degli impatti significativi sull'ambiente dell'attuazione del piano o programma, facendo riferimento ai criteri dell'allegato I del presente decreto. 2. L'autorità competente in collaborazione con l'autorità precedente,

individua i soggetti competenti in materia ambientale da consultare e trasmette loro il documento preliminare per acquisirne il parere. Il parere è inviato entro trenta giorni all'autorità competente ed all'autorità procedente. 3. Salvo quanto diversamente concordato dall'autorità competente con l'autorità procedente, l'autorità competente, sulla base degli elementi di cui all'allegato I del presente decreto e tenuto conto delle osservazioni pervenute, verifica se il piano o programma possa avere impatti significativi sull'ambiente. 4. L'autorità competente, sentita l'autorità procedente, tenuto conto dei contributi pervenuti, entro novanta giorni dalla trasmissione di cui al comma 1, emette il provvedimento di verifica assoggettando o escludendo il piano o il programma dalla valutazione di cui agli articoli da 13 a 18 e, se del caso, definendo le necessarie prescrizioni. 5. Il risultato della verifica di assoggettabilità, comprese le motivazioni, è pubblicato integralmente nel sito web dell'autorità competente. 6. La verifica di assoggettabilità a VAS ovvero la VAS relative a modifiche a piani e programmi ovvero a strumenti attuativi di piani o programmi già sottoposti positivamente alla verifica di assoggettabilità di cui all'articolo 12 o alla VAS di cui agli articoli da 12 a 17, si limita ai soli effetti significativi sull'ambiente che non siano stati precedentemente considerati dagli strumenti normativamente sovraordinati.

ART. 29 (Soprintendenza speciale per il PNRR e ulteriori misure urgenti per l'attuazione del PNRR) 1. Al fine di assicurare la più efficace e tempestiva attuazione degli interventi del PNRR, presso il Ministero della cultura è istituita la Soprintendenza speciale per il PNRR, ufficio di livello dirigenziale generale straordinario operativo fino al 31 dicembre 2026. 2. La Soprintendenza speciale svolge le funzioni di tutela dei beni culturali e paesaggistici nei casi in cui tali beni siano interessati dagli interventi previsti dal PNRR sottoposti a VIA in sede statale oppure rientrino nella competenza territoriale di almeno due uffici periferici del Ministero. La Soprintendenza speciale opera anche avvalendosi, per l'attività istruttoria, delle Soprintendenze archeologia, belle arti e paesaggio. In caso di necessità e per assicurare la tempestiva attuazione del PNRR, la Soprintendenza speciale può esercitare, con riguardo a ulteriori interventi strategici del PNRR, i poteri di avocazione e sostituzione nei confronti delle Soprintendenze archeologia, belle arti e paesaggio. L'ultimo periodo del punto 2 dell'art.29, articolo che istituisce questa Soprintendenza speciale, dà la possibilità di utilizzarla, in caso di necessità, al posto delle Soprintendenze Archeologiche, belle arti e paesaggio. Questo punto apre alla possibilità di avere un organo, verosimilmente non competente quanto una Soprintendenza archeologica, ad esprimersi su un progetto che potrebbe insistere su una necropoli o un qualsiasi sito rilevante nel panorama del patrimonio culturale del nostro paese. Se il problema è la lentezza degli uffici, si velocizzano gli uffici senza cambiare la qualità degli organi di tutela. ART. 44 (Semplificazioni procedurali in materia di opere pubbliche di particolare complessità o di rilevante impatto) 1. Ai fini della realizzazione degli interventi indicati nell'Allegato IV al presente decreto, prima dell'approvazione di cui all'articolo 27 del decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 50, il progetto di fattibilità tecnica ed economica di cui all'articolo 23, commi 5 e 6, del medesimo decreto è trasmesso, a cura della stazione appaltante, al Consiglio superiore dei lavori pubblici per l'espressione del parere di cui all'articolo 48, comma 7, del presente decreto. Il Comitato speciale del Consiglio superiore dei lavori pubblici di cui all'articolo 45 verifica, entro quindici giorni dalla ricezione del progetto di fattibilità tecnico - economica, l'esistenza di evidenti carenze, di natura formale o sostanziale, ivi comprese quelle afferenti gli aspetti ambientali, paesaggistici e culturali, tali da non consentire l'espressione del parere e, in tal caso, provvede a restituirlo immediatamente alla stazione appaltante richiedente, con l'indicazione delle integrazioni ovvero delle eventuali modifiche necessarie ai fini dell'espressione del parere in senso favorevole. La stazione appaltante procede alle modifiche e alle integrazioni richieste dal Comitato speciale, entro e non oltre il termine di quindici giorni dalla data di restituzione del progetto. Il Comitato speciale esprime il parere entro il termine massimo di trenta giorni dalla ricezione del progetto di fattibilità tecnica ed economica ovvero entro il termine massimo di venti giorni dalla ricezione del progetto modificato o integrato secondo quanto previsto dal presente comma. Decorso tali termini, il parere si intende reso in senso favorevole. 2. Ai fini della verifica preventiva dell'interesse archeologico di cui all'articolo 25 del decreto legislativo n. 50 del 2016, il progetto di fattibilità tecnica ed economica relativi agli interventi di cui all'Allegato IV al presente decreto è trasmesso dalla stazione appaltante alla competente soprintendenza decorsi quindici giorni dalla trasmissione al Consiglio superiore dei lavori pubblici del progetto di fattibilità tecnica ed economica, ove questo non sia stato restituito ai sensi del secondo periodo del comma 1, ovvero contestualmente alla trasmissione al citato Consiglio del progetto modificato nei termini dallo stesso richiesti. Il termine di cui al comma 3, secondo periodo, dell'articolo 25 del decreto legislativo n. 50 del 2016 è ridotto a quarantacinque giorni. Le risultanze della verifica preventiva sono acquisite nel corso della conferenza di servizi di cui al comma 4. 3. In relazione agli interventi di cui all'Allegato IV del presente decreto, il progetto di fattibilità tecnica ed economica è trasmesso all'autorità competente ai fini dell'espressione della valutazione di impatto ambientale di cui alla Parte seconda del decreto legislativo 3 agosto 2006, n. 152, unitamente alla documentazione di cui all'articolo 22, comma 1, del decreto legislativo 3 agosto 2006, n. 152, a cura della stazione appaltante decorsi quindici giorni dalla trasmissione al Consiglio superiore dei lavori pubblici del progetto di fattibilità tecnica ed economica ove questo non sia stato restituito ai sensi del secondo periodo del comma 1, ovvero contestualmente alla trasmissione al citato Consiglio del progetto modificato nei termini dallo stesso richiesti. Gli esiti della valutazione di impatto ambientale sono trasmessi e comunicati dall'autorità competente alle altre amministrazioni che partecipano alla conferenza di servizi di cui al comma 4. Qualora si sia svolto il dibattito pubblico di cui all'articolo 46, è escluso il ricorso all'inchiesta pubblica di cui all'articolo 24-bis del predetto decreto legislativo n. 152 del 2006. 4. In relazione agli interventi di cui all'Allegato IV del presente decreto, decorsi quindici giorni dalla trasmissione al Consiglio superiore dei lavori pubblici del progetto di fattibilità tecnica ed economica, ove non sia stato restituito ai sensi del secondo periodo del comma 1, ovvero contestualmente alla trasmissione al citato Consiglio del progetto modificato nei termini dallo stesso richiesti, la stazione appaltante convoca la conferenza di servizi per l'approvazione del progetto ai sensi dell'articolo 27, comma 3, del decreto legislativo n. 50 del 2016. La conferenza di servizi è svolta in forma semplificata ai sensi dell'articolo 14-bis della legge 7 agosto 1990, n. 241 e nel corso di essa, ferme restando le prerogative dell'autorità competente in materia di VIA, sono acquisite e valutate le eventuali prescrizioni e direttive adottate dal Consiglio superiore dei lavori pubblici ai sensi del secondo periodo del comma 1, nonché gli esiti del dibattito pubblico e le osservazioni raccolte secondo le modalità di cui all'articolo 47, della verifica preventiva dell'interesse archeologico e della valutazione di impatto ambientale. La determinazione conclusiva della conferenza approva il progetto e tiene luogo dei pareri, nulla osta e autorizzazioni necessari ai fini della localizzazione dell'opera, della conformità urbanistica e paesaggistica dell'intervento, della risoluzione delle interferenze e delle relative opere mitigatrici e compensative. La determinazione conclusiva della conferenza perfeziona, ad ogni fine urbanistico ed edilizio, l'intesa tra Stato e regione o provincia autonoma, in ordine alla localizzazione dell'opera, ha effetto di variante degli strumenti urbanistici vigenti e comprende il provvedimento di VIA e i titoli abilitativi rilasciati per la realizzazione e l'esercizio del progetto, recandone l'indicazione esplicita. La variante urbanistica, conseguente alla determinazione conclusiva della

conferenza, comporta l'assoggettamento dell'area a vincolo preordinato all'esproprio ai sensi dell'articolo 10 del decreto del Presidente della Repubblica 8 giugno 2001, n. 327, e le comunicazioni agli interessati di cui all'articolo 14, comma 5, della legge n. 241 del 1990 tengono luogo della fase partecipativa di cui all'articolo 11 del predetto decreto del Presidente della Repubblica n. 327 del 2001. Gli enti locali provvedono alle necessarie misure di salvaguardia delle aree interessate e delle relative fasce di rispetto e non possono autorizzare interventi edilizi incompatibili con la localizzazione dell'opera. 5. In caso di approvazione del progetto da parte della conferenza di servizi sulla base delle posizioni prevalenti ovvero qualora siano stati espressi dissensi qualificati ai sensi dell'articolo 14- quinquies, commi 1 e 2, della legge 7 agosto 1990, n. 241, la questione è posta all'esame del Comitato speciale del Consiglio superiore dei lavori pubblici e definita, anche in deroga alle previsioni di cui al medesimo articolo 14- quinquies, secondo le modalità di cui al comma 6. 6. Entro cinque giorni dalla conclusione della conferenza di servizi di cui al comma 4, il progetto è trasmesso unitamente alla determinazione conclusiva della conferenza e alla relativa documentazione al Comitato speciale del Consiglio superiore dei lavori pubblici, integrato, nei casi previsti dal comma 5, con la partecipazione dei rappresentanti delle amministrazioni che hanno espresso il dissenso e delle altre amministrazioni che hanno partecipato alla conferenza. Fatto salvo quanto previsto dal quarto periodo, entro e non oltre i quindici giorni successivi, il Comitato speciale adotta una determinazione motivata, comunicata senza indugio alla stazione appaltante, con la quale individua le eventuali integrazioni e modifiche al progetto di fattibilità tecnico - economica rese necessarie dalle prescrizioni e dai pareri acquisiti in sede di conferenza di servizi. Nei casi previsti dal comma 5 e fatto salvo quanto previsto dal quinto periodo del presente comma, la determinazione motivata del Comitato speciale individua altresì le integrazioni e modifiche occorrenti per pervenire, in attuazione del principio di leale collaborazione, ad una soluzione condivisa e sostituisce, con i medesimi effetti di cui al comma 4, quella della conferenza di servizi. In relazione alle eventuali integrazioni ovvero modifiche richieste dal Comitato speciale è acquisito, ove necessario, il parere dell'autorità che ha rilasciato il provvedimento di VIA, che si esprime entro venti giorni dalla richiesta e, in tal caso, il Comitato speciale adotta la determinazione motivata entro i successivi dieci. In presenza di dissensi qualificati ai sensi dell'articolo 14-quinquies, commi 1 e 2, della medesima legge n. 241 del 1990 e qualora non sia possibile pervenire ad una soluzione condivisa ai fini dell'adozione della determinazione motivata, il Comitato speciale, entro tre giorni dalla scadenza del termine di cui al secondo ovvero al quarto periodo, trasmette alla Segreteria tecnica di cui all'articolo 4 una relazione recante l'illustrazione degli esiti della conferenza dei servizi, delle ragioni del dissenso e delle proposte dallo stesso formulate per il superamento del dissenso, compatibilmente con le preminenti esigenze di appaltabilità dell'opera e della sua realizzazione entro i termini previsti dal PNRR ovvero, in relazione agli interventi finanziati con le risorse del PNC dal decreto di cui al comma 7 dell' articolo 1 del decreto-legge 6 maggio 2021, n. 59 La Segreteria tecnica propone al Presidente del Consiglio dei ministri, entro quindici giorni dalla ricezione della relazione di cui al terzo periodo, di sottoporre la questione all'esame del Consiglio dei ministri per le conseguenti determinazioni. Il Consiglio dei ministri si pronuncia, entro i successivi dieci giorni, se del caso adottando una nuova determinazione conclusiva ai sensi del primo periodo del comma 6 del predetto articolo 14-quinquies della legge n. 241 del 1990 con i medesimi effetti di cui al comma 4, terzo, quarto e quinto periodo del presente articolo. Alle riunioni del Consiglio dei ministri possono partecipare senza diritto di voto i Presidenti delle regioni o delle province autonome interessate. Restano ferme le attribuzioni e le prerogative riconosciute alle regioni a statuto speciale e alle province autonome di Trento e Bolzano dagli statuti speciali di autonomia e dalle relative norme di attuazione. Le decisioni del Consiglio dei ministri sono immediatamente efficaci, non sono sottoposte al controllo preventivo di legittimità della Corte dei conti di cui all'articolo 3 della legge 14 gennaio 1994, n. 20, e sono pubblicate, per estratto, entro cinque giorni dalla data di adozione, nella Gazzetta ufficiale della Repubblica italiana. L'art. 46 sembra riguardare soltanto i progetti del PNRR. In linea teorica all'interno di questi progetti non dovrebbero essere presenti i progetti di costruzione delle centrali di produzione energetica. Poiché non solo i progetti presenti nelle aree individuate nel PNIEC possono compromettere i territori, è bene mettere in evidenza alcune criticità: Il Comitato Speciale del Consiglio dei Lavori Pubblici, ovvero l'organo istituito proprio per occuparsi dei progetti del PNRR, in caso di pareri discordanti tra amministrazioni, invia una lettera alla Presidenza del Consiglio, il quale poi deve decidere sull'esito del progetto, ascoltando le amministrazioni regionali coinvolte che, comunque, non avranno diritto di voto. In questa maniera, ancora una volta, viene ignorata la posizione dell'amministrazione regionale.

Il Governo italiano con Mise-MITE ed il monopolio pompaggi ENEL ,ci ha fatto uscire dai primi 20 paesi per pompaggi al mondo.

Country	Pumped Storage Hydropower (MW)
China	102,080
United States	52,476
India	20,425
Philippines	10,270
Australia	5,555
Indonesia	5,280
Russia	4,360
Vietnam	2,700
United Kingdom	2,050
Austria	2,005
South Korea	1,850
Bosnia-Herzegovina	1,767
Germany	1,417
Switzerland	1,020
Romania	1,008
Iran	1,000
Morocco	950
Portugal	880
Greece	680

Fonte:FERC USA.Piano energia idroelettrica e
pompaggi US.

Siccità: senza l'acqua dei pompaggi, gli alberi

soffrono e muoiono in fretta. Negli ultimi anni, siccità e incendi

devastanti sono diventati più frequenti e intensi in tutto il mondo. Gli alberi sono direttamente colpiti da questi fenomeni estremi, le conseguenze sono immediate o a lungo termine? Quando si sente parlare di [siccità](#), gli [incendi](#) non sono mai molto

lontani e i danni si registrano in diverse centinaia o addirittura migliaia di ettari di foresta devastati dalle fiamme. E se volessimo capire **come reagiscono gli alberi alla siccità e in quali condizioni finiscono per morire.** Questo è l'obiettivo di un team di

ricercatori [dell'Università di Basilea](#), in Svizzera, guidati dal professor Ansgar Kahmen. Attraverso il loro studio, pubblicato [sulla rivista scientifica PNAS](#), gli scienziati svizzeri

hanno dimostrato che il crollo improvviso del sistema idraulico è responsabile della rapida morte degli alberi. Questo gruppo di ricercatori aveva già creato un'area di

ricerca nel comune di Basilea Campagna di Hölstein per studiare la chioma degli alberi, a 30 metri dal suolo, e per determinare come stanno rispondendo le specie arboree

autoctone, come l'abete rosso norvegese (o abete rosso). all'attuale cambiamento climatico. L'arrivo [dell'estate insolitamente calda nel 2018](#) è stata una manna per i

ricercatori che hanno potuto **osservare la reazione degli alberi a questo fenomeno meteorologico estremo**. In effetti, [molti record di calore sono stati battuti in](#) tutto il

mondo e soprattutto in Europa. *"È stata un'opportunità unica per noi", ha affermato lo*

scienziato forestale Matthias Arend, membro del gruppo di ricerca del professor Ansgar Kahmen. *"Era la prima volta che siamo stati in grado di osservare in natura cosa può*

fare la siccità agli alberi grandi e vecchi". **Siccità: l'impianto idraulico**

crolla in fretta. Per misurare le fluttuazioni stagionali del bilancio idrico della

chioma, **i ricercatori hanno analizzato 10 abeti rossi norvegesi** selezionati

casualmente, tutti di età superiore a 100 anni e alti circa 30 metri. Come ci ricorda

Matthias Arend, l'abete rosso, per il suo apparato radicale tracciante (orizzontale), è

una specie particolarmente sensibile al collasso del sistema idraulico. *"L'albero*

muore perché il sistema idraulico che porta l'acqua dal terreno verso l'alto

crolla". Inoltre, attraverso questo studio, gli scienziati non mettono in discussione la

sofferenza dell'albero, cercano di capire quali sono i processi che alla fine portano alla

sua morte. Si sono resi conto che *"l'impianto idraulico si guasta molto rapidamente.*

Fare previsioni è molto difficile, perché non è un processo lento e lineare, ma un

processo che avviene in modo molto improvviso, l'assorbimento dell'acqua e il sistema

di trasporto falliscono nel giro di pochi giorni", ha aggiunto. Questi nuovi risultati ottenuti

sono un primo passo in avanti per il team perché divergono dai valori soglia di mortalità

individuati in laboratorio. **La morte dell'albero è particolarmente rapida perché la**

disidratazione non progredisce in modo lineare, quindi l'albero non può riprendersi

dal collasso idraulico e alla fine muore. Analizzando da vicino l'abete rosso, la conifera

più importante della Svizzera e dell'Europa centrale, i ricercatori hanno poi evidenziato

la grande fragilità di questa specie di fronte alla siccità e si interrogano sul suo futuro di

fronte ai cambiamenti climatici. *"Poiché possiamo aspettarci che le siccità estreme*

diventino sempre più comuni in futuro, dobbiamo pensare ad altre specie di alberi che

potrebbero far fronte meglio alla scarsità d'acqua", ha confermato Arend. Dovremo iniziare a pensare a nuove specie arboree più resistenti ai fenomeni meteorologici estremi, sempre più intensi e frequenti.

Leggendo il piano e chi lo difende, ci sono degli errori vistosi. Mancano oculatamente i pompaggi e Cingolani non dice come passa da 20% di rinnovabili al 72% senza i pompaggi. Poi nasconde il dato vero del bilanciamento a gas che è l'assurdo di tutto il piano che non è per giovani ma per vecchi fossili smaniosi di raddoppiare inutilmente il TAP.

Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza #NextGenerationItalia e lo sviluppo sostenibile 54 GOAL 7 - ENERGIA PULITA E ACCESSIBILE Assicurare a tutti l'accesso a sistemi di energia economici, affidabili, sostenibili e moderni Il PNRR non è adeguato all'impegno della transizione energetica programmato dal Green Deal europeo. Per la decarbonizzazione, l'Italia deve incrementare lo sviluppo delle rinnovabili elettriche per più di 6 GW/anno, mentre non stiamo andando oltre gli 0,8 GW/anno. Il Piano ignora quasi completamente la necessità di indicare i target per le Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) in netta controtendenza con la discussione per la nuova Direttiva europea sulle fonti rinnovabili che sta ipotizzando di fissare un target del 40% di FER totali entro il 2030. Lo stesso Ministro Cingolani mira a una penetrazione delle FER elettriche al 72% al 2030 rispetto al 35% attuale. **Caffese critica se oggi siamo al 20% di rinnovabili e Cingolani vuol arrivare al 72% invece del possibile 100% non può garantirlo mai senza i pompaggi. Poi se la differenza tra 20% e 72% fosse predisposta solo con solare e vento ci sarebbe un 70% che dovrebbe essere bilanciato a gas e qui ricodo che la SEN dava 110 TWh tra solare e vento che bilanciava con altri 110 TWh di gas. Ora questi dati sembrano fatti apposta per fare passare il raddoppio del TAP e non fare pompaggi, se non lasciare a Terna la marginalità a bilanciare. Grave errore.**

Tuttavia il PNRR prevede risorse per soli 4 GW, per le comunità energetiche e l'agrifotovoltaico. In tutti i casi non sono previste riforme sulla regolazione e la fiscalità energetica che permetterebbero di tra-sformare l'incentivo in una politica di sviluppo. Solo 0,68 miliardi di euro sono destinati allo sviluppo di rinnovabili per 200 MW con incluso l'eolico off-shore. Tra le novità positive del PNRR c'è lo sviluppo dell'agrifotovoltaico, la realizzazione di comunità energetiche nei piccoli comuni, una spinta alla produzione di biometano. Lo stanziamento sul biometano rischia però, in assenza di una politica agricola orientata alla riduzione delle emissioni e dei capi allevati, non solo di mantenere i loro impatti su ambiente e salute, ma addirittura di stimolare richieste per nuove autorizzazioni. Il biometano è perfettamente sostituibile al gas naturale ma è una risorsa scarsa, che proviene circolarmente da scarti organici poco abbondanti. La disponibilità massima prevedibile di biometano è di 3,44 Gm3 /anno, poco più del doppio del consumo di gas naturale di 1,6 Gm3 /anno nel settore trasporti, pari al 2% del consumo totale di gas di oggi. Più convincente è l'impegno per la riforma del sistema delle autorizzazioni, il potenziamento degli investimenti pubblico-privati, la incentivazione dei meccanismi di accumulo, sulla cui voce però non viene identificato un budget. Manca la mobilitazione degli investimenti privati ed in particolare del comparto industriale. Il Piano fa riferimento unicamente ai tetti delle aziende agricole per 4,3 km2 ignorando che le industrie, le imprese, i capannoni industriali, le aree dismesse, le aree degradate dispongono di 9000 km2 utilizzabili. Mancano risorse e strumenti per attivare questi potenziali mediante gli strumenti fiscali e gli incentivi. Il PNRR non parla mai di accumuli gravitari (pompaggi) ed è incerto nello sviluppo degli accumuli elettrochimici, per cui c'è solo una voce di 1 miliardo di euro da spartire con lo sviluppo delle tecnologie rinnovabili. Eppure già il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) dava un obiettivo di 10 GW di nuovi accumuli al 2030. Significativo l'impegno per lo sviluppo dell'idrogeno, 3,64 miliardi di euro, ma senza l'obbligatorietà dell'etichettatura green. In materia di efficienza energetica, rispetto alla quale la Direttiva europea sull'efficienza energetica pone un obiettivo di riduzione dei consumi di energia del 0,8% all'anno tra il 2021 e il 2030 Caffese dice che questa riduzione riguarda solo il fossile ma sarebbe deleteria per pompaggi e rinnovabili., Ci si affida unicamente all'Ecobonus 110%, che accetta ancora tecnologie fossili e limitati miglioramenti delle prestazioni energetiche. La questione della povertà energetica di cui al Target 7.1 è appena nominata (Pg. 141), senza obiettivi né target. Nessun cenno, infine, alla cooperazione internazionale con i Paesi poveri. 3. Le Missioni del Piano riclassificate secondo gli SDGs 55 Target 7.2 - Entro il 2030 raggiungere il 40% dell'energia da fonti rinnovabili 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017 2018 Unità di misura: % | Fonte Obiettivo: Nuova direttiva europea sulle energie rinnovabili Breve periodo Lungo periodo Italia 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2030 0 5 10 15 20 25 30 35 40 45 40,0 Quanto alla quota di energia da fonti rinnovabili si evidenzia un significativo incremento nel lungo periodo (+11,5 punti percentuali dal 2004 al 2018), in linea con il raggiungimento dell'obiettivo europeo. Ciononostante negli ultimi 5 anni si assiste a un rallentamento della crescita delle FER che, se confermato fino al 2030, comprometterebbe la capacità dell'Italia di centrale il target europeo. Target 7.3 - Entro il 2030 ridurre del 0,8% all'anno i consumi finali di energia 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017 2018 Unità di misura: Milioni di TEP | Fonte Obiettivo: Direttiva europea sull'efficienza energetica Breve periodo Lungo periodo Italia 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2030 0 20 40 60 80 100 120 140 160 2003 2019 104 Per i consumi finali di energia il grafico mostra una complessiva riduzione, del 13,7% dal 2004 al 2019. Un trend di lungo periodo coerente con il raggiungimento del target europeo. Il risultato è messo in discussione dal dato degli ultimi 5 anni, dove i consumi primari di energia sono aumentati determinando un allontanamento dall'obiettivo fissato dalla Direttiva europea sull'efficienza energetica. Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza #NextGenerationItalia e lo sviluppo sostenibile 56 Target e Indicatori 7.1 Entro il 2030, garantire l'accesso universale ai servizi energetici a prezzi accessibili, affidabili e moderni 7.2 Entro il 2030, aumentare notevolmente la quota di energie rinnovabili nel mix energetico globale Indicatore: Entro il 2030 raggiungere la quota del 40% di energia da fonti rinnovabili Missione e componente M2C2: ENERGIA RINNOVABILE, IDROGENO, RETE E MOBILITÀ SOSTENIBILE M2C2: POTENZIARE E DIGITALIZZARE LE INFRASTRUTTURE DI RETE M2C2: PROMUOVERE LA PRODUZIONE, LA DISTRIBUZIONE E GLI USI FINALI DELL'IDROGENO Investimento o riforma Investimento 1.1: Sviluppo agro-voltaico Investimento 1.2: Promozione rinnovabili per le comunità energetiche e l'auto-consumo Investimento 1.3: Promozione impianti innovativi (incluso off-shore) Investimento 1.4: Sviluppo biometano Riforma 1.1: Semplificazione delle procedure di autorizzazione per gli impianti rinnovabili onshore e offshore, nuovo quadro giuridico per sostenere la produzione da fonti rinnovabili e proroga dei

tempi e dell'ammissibilità degli attuali regimi di sostegno Riforma 1.2: Nuova normativa per la promozione della produzione e del consumo di gas rinnovabile Investimento 2.1: Rafforzamento smart grid Investimento 3.1: Produzione in aree industriali dismesse Investimento 3.2: Utilizzo dell'idrogeno in settori hard-to-abate Stanziamento (se previsto, mld €) 1,1 2,2 0,68 1,92 3,61 0,5 2 Goal 7: ENERGIA PULITA E ACCESSIBILE 3. Le Missioni del Piano riclassificate secondo gli SDGs 57 Commento La questione della povertà energetica è appena menzionata nel Piano, senza obiettivi né target, ma solo come ricaduta dei provvedimenti di incentivazione dell'efficienza energetica in edilizia. Non è comunque dimostrato come ciò possa determinare una ricaduta anche solo indiretta per la riduzione della povertà energetica. L'intervento definisce dei target quantitativi, ma non evidenzia in che misura quest'obiettivo concorrerà ai Target 2030 né la ragione per cui si ritiene prioritario investire sul settore agricolo. L'azione è di fatto continuativa dell'investimento 2.2 "Parco agrisolare" di 1,5 miliardi (si veda il Target 2.4) pur senza richiamarla e specificare il motivo di tenere distinte le due azioni. L'utilizzo del suolo agricolo per produzione energetica da fotovoltaico, considerato da ISPRA un consumo netto di suolo, resta un tema controverso dal punto di vista delle ricadute ambientali sulla qualità residui dei servizi ecosistemici resi da suoli e sul paesaggio. Non è spiegato come mai non si ritenga, al contrario, d'indicare come prioritario utilizzare il potenziale di 9mila Km2 di capannoni industriali, aree dismesse, aree degradate, mancando allo Stato risorse e strumenti per attivare questi potenziali mediante gli strumenti fiscali e gli incentivi. Oltre ovviamente a mettere in pratica nella pianificazione il Principio europeo priorità all'efficienza energetica e dell'IEA: efficienza energetica first fuel. Apprezzabile la misura, si nota comunque la mancanza di un'indicazione temporale entro cui il Governo si impegna a definire le specifiche amministrative e tecniche per la disciplina dell'investimento e i soggetti pubblici responsabili. L'intervento definisce dei target quantitativi, ma non evidenzia in che misura quest'obiettivo concorrerà ai Target al 2030. In assenza di uno strumento quadro di riferimento, non è resa evidente la ragione per cui questo investimento è considerato prioritario rispetto a una produzione decentrata e distribuita. L'intervento definisce dei target quantitativi, ma non evidenzia in che misura quest'obiettivo concorrerà ai Target al 2030. In assenza di uno strumento quadro di riferimento, non è resa evidente la ragione per cui quest'investimento è selezionato tra i prioritari. Va valutato inoltre il rischio che, in assenza di una politica agricola orientata alla riduzione delle emissioni e dei capi allevati, la misura promuove non solo il mantenimento dei loro impatti su ambiente e salute, ma addirittura può stimolare richieste per nuove autorizzazioni, in aree già fortemente colpite dagli impatti del settore zootecnico intensivo. Va valutato pertanto il trade-off con il Target 2.4. Si prende positivamente atto dell'articolazione della proposta di riforma. Manca una tempistica entro cui il Governo s'impegna a rendere operativi i diversi punti della riforma. Valgono le considerazioni indicate all'investimento 1.4. Mancando un riferimento a una strategia più ampia che giustifica il ruolo del metano rinnovabile rispetto ad altre scelte, non è dato comprendere in che modo si ritiene prioritario privilegiare questa opzione che comunque non è senza effetti ambientali conseguenti e potrebbe generare effetti "lock-in" da verificare per il rispetto del Principio del "do not significant harm". Si prende positivamente atto dell'investimento indicato. Manca però il riferimento a una strategia quadro per servire tutto il territorio nazionale, manca l'indicazione per comprendere in quale misura l'azione coprirà il fabbisogno alla soglia intermedia 2030. Si prende positivamente atto della previsione di valorizzare le aree industriali dismesse per la produzione di idrogeno. Si evidenzia la mancanza di una pianificazione complessiva e un termine entro cui predisporla, nonché l'indicazione relativa alla quantificazione della copertura di fabbisogno di rinnovabili da idrogeno verde al 2030 e come questa misura si integra con i pompaggi e le rinnovabili intermittenti solare PV e eolico. Tuttavia scompare l'obbligatorietà dell'etichettatura green dell'idrogeno e questo introduce ambiguità rispetto alla possibilità di produrre idrogeno blu, soprattutto nel settore della chimica. L'avvio dell'azione è necessaria. Manca però una pianificazione complessiva e un termine entro cui predisporla, nonché l'indicazione relativa alla quantificazione della copertura di fabbisogno di rinnovabili da idrogeno verde al 2026 e al 2030 nei settori hard-to-abate e obiettivi quantitativi. Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza #NextGenerationItalia e lo sviluppo sostenibile 58 Target e Indicatori 7.2 Entro il 2030, aumentare notevolmente la quota di energie rinnovabili nel mix energetico globale Indicatore: Entro il 2030 raggiungere la quota del 40% di energia da fonti rinnovabili 7.3 Entro il 2030, raddoppiare il tasso globale di miglioramento dell'efficienza energetica Indicatore: Entro il 2030 ridurre del 0,8% all'anno i consumi finali di energia Missione e componente M2C2: PROMUOVERE LA PRODUZIONE, LA DISTRIBUZIONE E GLI USI FINALI DELL'IDROGENO M2C3: EFFICIENZA ENERGETICA E RIQUALIFICAZIONE DEGLI EDIFICI M2C4: TUTELA DEL TERRITORIO E DELLA RISORSA IDRICA Investimento o riforma Investimento 3.3: Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale Investimento 3.4: Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto ferroviario Investimento 3.5: Ricerca e sviluppo sull'idrogeno Riforma 3.1: Semplificazione amministrativa e riduzione degli ostacoli normativi alla diffusione dell'idrogeno Riforma 3.2: Misure volte a promuovere la competitività dell'idrogeno Investimento 1.1: Piano di sostituzione di edifici scolastici e di riqualificazione energetica Investimento 1.2: Efficientamento degli edifici giudiziari Riforma 1.1: Semplificazione e accelerazione delle procedure per la realizzazione di interventi per l'efficientamento energetico Investimento 2.1: Ecobonus e Sismabonus fino al 110% per l'efficienza energetica e la sicurezza degli edifici Investimento 3.1: Sviluppo di sistemi di teleriscaldamento Investimento 2.2: Interventi per la resilienza, la valorizzazione del territorio e l'efficienza energetica dei Comuni Stanziamento (se previsto, mld €) 0,23 0,3 0,16 0,8 0,41 13,81 0,2 6 3. Le Missioni del Piano riclassificate secondo gli SDGs 59 Commento Si prende positivamente atto dell'iniziativa. Si evidenzia comunque l'assenza di un'indicazione temporale entro cui saranno definite le specifiche amministrative e tecniche per la disciplina dell'investimento e i soggetti pubblici responsabili, la mancanza di una visione di sistema dei trasporti. Rispetto all'orizzonte temporale 2026, per una più efficace decarbonizzazione sarebbe comunque opportuno concentrare maggiori sforzi per l'elettrificazione del sistema dei trasporti. Sorprende constatare che nessun investimento venga dedicato ai veicoli commerciali elettrici leggeri per la logistica urbana delle merci, che invece è una tecnologia ormai matura e che ha bisogno di un più ampio dispiego d'infrastrutture di ricarica e di incentivi per la sostituzione del parco mezzi attuale. Si prende positivamente atto dell'iniziativa. Si evidenzia comunque l'assenza di un'indicazione temporale entro cui saranno definite le specifiche amministrative e tecniche per la disciplina dell'investimento e i soggetti pubblici responsabili. Si prende positivamente atto dell'iniziativa. Si evidenzia comunque l'assenza di un'indicazione temporale entro cui saranno definite le specifiche amministrative e tecniche per la disciplina dell'investimento e i soggetti pubblici responsabili. Mancano comunque anche degli obiettivi quali-quantitativi definiti. Si prende positivamente atto della riforma prevista. Si evidenzia l'assenza di un termine temporale entro cui sarà predisposta. Si prende positivamente atto della riforma. Non è spiegato comunque perché il PNRR valuta prioritario incentivare l'idrogeno senza contemplare misure equivalenti anche per altre fonti rinnovabili e per l'efficienza energetica. Nella riforma prendiamo anche nota della prevista revisione generale dei prodotti energetici e delle sovvenzioni inefficienti ai combustibili fossili. Non sono però indicati

termini temporali. Manca il riferimento a un piano settoriale per le scuole che indentifichi il quadro dei bisogni (incluso dati demografici), stima del consumo complessivo e obiettivi al 2030 e al 2050. Modesto il livello d'ambizione limitato a sole 195 scuole per almeno il 50% di riduzione del consumo di energia finale, considerato che a livello europeo il target di riduzione delle emissioni al 2030 di tutto il comparto edilizio è al 60% (rispetto al 2015). Inoltre, trattandosi anche di costruzione di nuovi edifici, l'intervento deve rispettare la Direttiva sulla prestazione energetica degli edifici che prevede l'obbligo di realizzare edifici a energia quasi zero e le indicazioni dei più recenti quadri normativi nazionali di recepimento - D.lgs 10 giugno 2020 n. 48 e D.lgs 14 luglio 2020 n. 73 sull'efficienza energetica. L'investimento ha caratteristiche analoghe al precedente ma riferito agli edifici giudiziari. Valgono le stesse considerazioni pertinenti. La riforma è intesa a introdurre alcune misure di supporto alla cittadinanza e alle imprese per l'efficienza energetica del patrimonio edilizio. Si evidenzia che ancora non sono operative le già meglio articolate novità introdotte dai sopra citati D.lgs 10 giugno 2020 n. 48 sulla prestazione energetica degli edifici e dal D.lgs 14 luglio 2020 n. 73 sull'efficienza energetica, tra cui i servizi di consulenza alla cittadinanza con sportelli unici "onestop-shop" nei Comuni. Non sono fissati scadenze per l'operatività della riforma. Si evidenzia l'assenza della Strategia nazionale di ristrutturazione a lungo termine, prevista dalla direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia entro cui la misura poteva essere inserita per una maggior efficacia e garanzia di risultato. Nella prospettiva della decarbonizzazione al 2050 e dell'obiettivo intermedio al 2030 del -60% gas serra dal patrimonio edilizio, comunque tutti gli interventi della componente (inclusi i precedenti investimenti 1.1. e 1.2) dovrebbero mirare all'obiettivo di trasformazione in edifici a energia quasi zero o la realizzazione di interventi modulari tecnicamente ed economicamente compatibili con il conseguimento futuro dello stesso risultato. Salvo deroghe tecnicamente motivate per edifici di pregio storico-culturale-paesaggistico. La misura, intervenendo in assenza di una strategia e di una visione a lungo termine, non riesce a sfruttare le potenzialità di integrare i due piani della sostenibilità ambientale e sociale, quale strumento importante per promuovere la rigenerazione di ambiti urbani. Al fine di garantire compatibilità con gli obiettivi di decarbonizzazione a medio-lungo termine ed evitare stranded asset ed effetti lockin, gli interventi finanziati dalla misura devono essere esclusivamente basati sulla distribuzione di calore generato da pompaggi e fonti rinnovabili da filiera tracciabile e nel rispetto del principio DNSH o da calore di scarto la cui disponibilità vede essere garantita nel lungo termine. Si veda il Target 13.2 Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza #NextGeneration

Plasmare la transizione energetica per il futuro-Confronto tra energia tedesca e italiana.

La transizione energetica riguarda tutti. Offre l'opportunità di aiutare la Germania a realizzare un sistema energetico moderno e altamente efficiente dal punto di vista energetico, ampiamente indipendente dai combustibili fossili e dal loro andamento dei prezzi. La ZVEI lo ha riconosciuto molto presto. L'associazione riunisce le aziende leader dell'industria elettrica tedesca. Ti impegni a garantire che la Germania sfrutti le opportunità offerte dalla transizione energetica.

Digitalizzazione ed efficienza energetica



Per rendere la transizione energetica un successo e per raggiungere gli obiettivi di protezione del clima entro il 2030-50, devono essere sfruttate le opportunità

che derivano dalla digitalizzazione del sistema energetico. Ciò comporta, tra l'altro, un aumento dell'efficienza energetica. In un sistema sempre più caratterizzato dalla produzione di energia elettrica basata su energie rinnovabili, l'energia elettrica si trova sempre più frequentemente anche nei settori del riscaldamento e dei trasporti. Qui vale quanto segue: ogni kilowattora non utilizzato non deve essere generato. Esiste ancora un enorme potenziale di risparmio lungo l'intera catena del valore dell'industria energetica, nella generazione e distribuzione di energia, nonché nel consumo energetico. Le tecnologie necessarie per questo sono disponibili. Adesso vanno usati anche loro.

La transizione energetica integrata

Cosa significa transizione energetica integrata? La ZVEI pensa: Riguarda l'intelligenza nel sistema energetico. L'intelligenza del sistema energetico può essere vista, ad esempio, quando i consumatori possono controllare il proprio consumo energetico attraverso l'uso di contatori intelligenti. Soprattutto, la misurazione intelligente porta alla luce nuovi modelli di business basati sui dati che vanno ben oltre i servizi legati all'energia. Ma almeno altrettanto, la transizione energetica integrata significa l'urgente protezione del clima o l'aumento della competitività della Germania. Ciò che si intende sono le molte parti che devono ancora essere messe insieme per il continuo successo della transizione energetica: la decarbonizzazione della generazione elettrica, l'espansione della rete elettrica, l'[accoppiamento dei settori dell'edilizia e della mobilità](#), il funzionamento economico degli impianti di stoccaggio e l'aumento dell'efficienza energetica. Caffese conferma che in Italia il MITE-Mise non parlano mai di accoppiamento ma solo di matrimonio rinnovabili con il gas, dicendo che solo il gas può bilanciare le rinnovabili e nel frattempo si fanno fuori i pompaggi per 3.000 TWh salva Italia.

I contatori intelligenti rendono il sistema energetico altamente efficiente

Non c'è dubbio che la [legge sulla digitalizzazione della transizione energetica abbia dato](#) il via ai sistemi di misurazione intelligenti in Germania. I contatori elettrici analogici con le loro piattaforme girevoli e quadranti vengono gradualmente sostituiti da sistemi di misurazione intelligenti, che consistono in un moderno dispositivo di misurazione e un gateway smart meter, e offrono ai consumatori una visione precisa del loro consumo energetico in ogni momento. L'offerta e la domanda di elettricità possono essere conciliate con l'aiuto della

misurazione intelligente. I contatori intelligenti sono in grado di controllare i sistemi per le energie rinnovabili e, ad esempio, di spegnerli in breve tempo in caso di sovraccarico della rete elettrica. E, ultimo ma non meno importante, lo smart metering è la tecnologia che rende possibile una rete intelligente in primo luogo.

Redditività della transizione energetica

Le energie rinnovabili sono ormai un caposaldo del sistema energetico in Germania. Tuttavia, il successo della transizione energetica dipende da molti fattori e tutti sono cresciuti rapidamente in dinamica e complessità negli ultimi anni. La visione dell'intero sistema è stata talvolta trascurata. Ora si tratta della redditività della transizione energetica. Ciò si ottiene attraverso la pianificazione e la sicurezza degli investimenti per tutti gli interessati, per i produttori, per gli utenti e per i clienti. Possono anche essere raggiunti creando condizioni di parità per varie opzioni di soluzioni tecnologiche. In definitiva, questa sicurezza può essere fornita solo da una politica energetica prevedibile e da un'unica fonte. Allora è possibile fornire le giuste soluzioni tecnologiche al momento giusto.



Produzione di elettricità da sistemi di energia rinnovabile

In vista degli obiettivi di protezione del clima, è assolutamente necessario un percorso di uscita definito dall'energia a carbone. L'obiettivo deve essere quello di ridurre coerentemente la produzione di elettricità dal carbone e gas senza ridurre la sicurezza dell'approvvigionamento. Ma è in corso anche il dibattito sull'integrazione delle energie rinnovabili in un'ottica di intero sistema energetico.

Per soddisfare questi requisiti sono importanti sia la rapida espansione delle reti sia una nuova regolamentazione del sistema dei canoni di rete. Senza un'infrastruttura a prova di futuro, il "mercato elettrico 2.0" non diventerà realtà. L'80% di energie rinnovabili nel consumo di elettricità, una produzione flessibile e una domanda flessibile, opzioni di stoccaggio e modelli di business innovativi sono essenziali per la consueta elevata affidabilità e qualità dell'offerta in Germania. Caffese afferma che l'Italia è favorita sui pompaggi e pertanto può spendere 10 volte meno. Difatti il piano tedesco è di 450 miliardi, mentre i pompaggi italiani per 3.000 TWh fanno investire solo 45 miliardi.

L'industria per la protezione del clima

La ZVEI ha preso parte allo studio “ [Percorsi climatici per la Germania](#) ” della Federazione delle industrie tedesche (BDI). Un risultato centrale dello studio è che l'obiettivo climatico del governo federale di ridurre le emissioni di gas serra di almeno l'80% entro il 2050 rispetto al 1990 può essere raggiunto sia tecnologicamente che economicamente. Con la sua partecipazione allo studio BDI, la ZVEI utilizza un database affidabile per mostrare i modi in cui il progetto di transizione energetica su larga scala può essere progettato con successo. Appare chiaro che la protezione del clima offre opportunità per l'industria e il luogo che si basano principalmente sulla modernizzazione delle infrastrutture in tutti i settori. Lo studio mostra anche che gli obiettivi politici di protezione del clima possono essere raggiunti solo con le tecnologie del settore.

Efficienza energetica nell'industria

In Germania, secondo i calcoli ZVEI, le tecnologie di efficienza energetica esistenti possono risparmiare almeno 200 TWh di energia all'anno nel solo settore industriale. Si tratta di circa il 30 per cento del fabbisogno energetico totale dell'industria tedesca. Un prerequisito per ricavare misure adeguate per aumentare l'efficienza energetica è la trasparenza. I concetti di digitalizzazione possono aiutare a semplificare la valutazione dei dati. La digitalizzazione della metrologia, ad esempio, aumenterà l'efficienza dell'uso dell'energia e aiuterà a sincronizzare la proporzione crescente di generazione di energia decentralizzata e volatile. In definitiva, la transizione energetica deve essere anche una transizione digitale.

La forza innovativa della transizione energetica



La forza innovativa della transizione energetica è stata evidente per anni in un aumento significativo delle domande di brevetto. In soli dieci anni, ad esempio, il numero delle energie rinnovabili è più che triplicato, ma molto è successo anche nei settori dell'efficienza energetica, della gestione della domanda, dello stoccaggio dell'energia e dell'elettromobilità. Ora deve andare avanti. L'aumento dei costi per le misure di redistribuzione compensativa e l'aumento della riduzione delle energie rinnovabili mostrano che è necessario utilizzare più strumenti e soluzioni per bilanciare il sistema energetico

L'accumulo di energia con i pompaggi garantisce l'equilibrio

Un sistema energetico sicuro si basa sul bilanciamento di generazione e consumo. L'elettricità da energie rinnovabili viene generata in modo sempre più fluttuante, soprattutto a seconda del vento e del sole. I sistemi di stoccaggio dell'energia come i pompaggi, sono in grado di fornire flessibilità a livello locale e regionale, a breve e lungo termine, nonché tra settori, garantendo così il necessario equilibrio. Stabilizzano il sistema energetico, contribuiscono alla sicurezza dell'approvvigionamento e dovrebbero pertanto essere classificati per legge come una componente importante della transizione energetica. Inoltre, l'accoppiamento dei settori dell'elettricità, del calore e dei trasporti sarebbe inconcepibile senza lo stoccaggio. Mentre le reti elettriche assicurano l'equilibrio energetico spaziale, i sistemi di accumulo si occupano dell'equilibrio temporale.

Transizione energetica globale

Se vogliamo limitare il riscaldamento globale a meno di due gradi, dobbiamo lavorare contro il cambiamento climatico in tutti i paesi del mondo. Nella [politica climatica a livello UE](#) c'è l'European [Emissions Trading](#) (EU-ETS) lo strumento principale per la riduzione dei gas serra. Un tale strumento può non solo aiutare il clima, ma anche promuovere l'innovazione e gli investimenti allo stesso tempo.

A tal fine, deve essere efficacemente progettato lo strumento chiave della politica climatica europea per la riduzione dei gas serra. È compito della politica creare incentivi per innovazioni e investimenti riducendo l'ammontare delle quote disponibili e inviando un chiaro segnale di prezzo. Questi sono necessari per rendere efficace lo scambio di emissioni e quindi per avvicinarsi all'obiettivo di Parigi di mantenere il riscaldamento globale al di sotto dei due gradi Celsius.

La protezione del clima offre opportunità

Gli sforzi globali, ad esempio attraverso l'accordo di Parigi sulla protezione del clima, aumenteranno la domanda di tecnologie favorevoli alla protezione del clima. Ciò migliorerà ulteriormente le opportunità di vendita per le tecnologie di protezione del clima dalla Germania. Queste tecnologie sono già leader in molti campi di applicazione. L'obiettivo deve essere quello di espandere ulteriormente la leadership innovativa della Germania nel campo delle tecnologie per la protezione del clima. In connessione con le ambizioni internazionali di protezione del clima della Germania, dovrebbe esserci una promozione attiva delle esportazioni. Quindi la protezione del clima è anche un investimento nel luogo e nella sua competitività e redditività futura.



Ci sono opportunità per la protezione del clima in tutti i settori. Nella mobilità, le opportunità per la protezione del clima risiedono, ad esempio, nell'elettrificazione coerente, ad esempio attraverso la costruzione di un'infrastruttura di ricarica pubblica per azionamenti alternativi come i camion ibridi a catenaria. È opportuno testare tali tecnologie e applicarle. Sono anche importanti per una cultura dell'innovazione in Germania che deve essere promossa. Il focus della transizione energetica è anche sulla [ristrutturazione degli edifici esistenti](#). La transizione energetica non può essere attuata senza raggiungere gli obiettivi nel settore dell'edilizia. Una chiave per dare forma a una transizione energetica di successo risiede nella futura interazione dei mercati dell'elettricità e del riscaldamento. Il settore pubblico può aprire la strada con il

proprio esempio: il numero di edifici non residenziali in Germania è solo di 1,8 milioni, con un totale di 20 milioni di edifici riscaldati o raffreddati. Tuttavia, gli edifici non residenziali rappresentano circa il 30% del consumo finale di energia. Ci sono anche opportunità nell'accoppiamento settoriale. Con l'aiuto di una serie di tecnologie esistenti, i mercati dell'elettricità, del riscaldamento, dell'industria e dei trasporti potrebbero già avvicinarsi.

La transizione energetica è riuscita in Germania, non in Italia per il monopolio del gas importato che fa perdere 400 miliardi di PIL additivo annuo e importa fossile per 100 miliardi annui.

-Italia a 60 anni perde 400 miliardi x 60 anni= 36.000 miliardi di PIL

-Italia a 60 anni importa fossile per 100 miliardi annui x 60 anni=6.000 miliardi di import fossile

L'elevata percentuale di energie rinnovabili nella produzione di elettricità in Germania e il calo delle emissioni di gas serra dimostrano che la transizione energetica è sulla strada giusta. Dall'introduzione del Renewable Energy Sources Act (EEG), la quota di energie rinnovabili nel consumo di elettricità è aumentata da circa il 6% nel 2000 a circa sei volte. Ora è oltre il 35 per cento. La Germania ha così raggiunto un obiettivo originariamente fissato per il 2025. Con la digitalizzazione della transizione energetica, le reti intelligenti determineranno sempre più il sistema energetico, emergeranno nuovi modelli di business e i processi saranno ottimizzati con l'ausilio di soluzioni digitali.

Gli obiettivi climatici tedeschi sono ambiziosi: la chiave è una società e una chimica verde completamente elettrica. In Italia per colpa di Ministri fossili, rimaniamo con obiettivi climatici disattesi e costi enormi per importare fossile e costi enormi in sanità a causa delle malattie da emissioni gas serra (CO2)

e metano pesano sul sistema sanitario it.per 40 miliardi annui).

La neutralità climatica entro il 2030-45 può essere raggiunta solo attraverso un'elettrificazione e una digitalizzazione coerenti-L'industria elettrica richiede un'azione coraggiosa e una strategia a lungo termine che esiste in Germania e manca in Italia. Con la versione modificata della legge tedesca sul clima, il governo federale ha nuovamente sollevato i già ambiziosi obiettivi climatici. Tuttavia, dal punto di vista dell'industria elettrica, non esiste ancora una tabella di marcia chiara su come raggiungere gli ambiziosi obiettivi climatici. "Gli obiettivi climatici devono ora essere seguiti dalla definizione di adeguate misure di attuazione", ha affermato il presidente ZVEI, dott. Gunther Kegel in occasione del congresso annuale ZVEI a Berlino. "Abbiamo le tecnologie, ora bisogna aumentare il ritmo. Le riforme urgenti devono essere risolte e attuate rapidamente, altrimenti le risoluzioni non saranno altro che vuote promesse climatiche. Il programma immediato che è stato ora annunciato è nella migliore delle ipotesi un primo passo nella giusta direzione, La neutralità climatica non può essere né decisa né prescritta. La resa non è una soluzione. L'associazione crede che solo una strategia intelligente ea lungo termine e l'uso di innovazioni tecnologiche possano aiutare a raggiungere questo obiettivo. L'elettrificazione e la digitalizzazione coerenti - la società completamente elettrica - sono il fulcro qui. Kegel: "Il 'compito umano' della protezione del clima può essere raggiunto solo con l'ingegno e un'azione coraggiosa e pianificata". A breve termine, il prossimo corso deve essere fissato per la ZVEI. Primo: inviare segnali di prezzo chiari. I prezzi dell'elettricità devono essere abbassati. "Bisogna mettere alla prova l'intera selva di dazi, tasse e tributi, e il prelievo EEG abolito al più presto. Il prezzo della CO2 deve aumentare e, idealmente, essere riconosciuto a livello internazionale - o almeno in Europa", ha affermato Kegel. La ZVEI valuta positivamente che il patto per il clima preveda che il prezzo della CO2 venga utilizzato per abbassare la sovrattassa EEG, che grava su aziende e consumatori. "Ciò darà un ulteriore impulso all'elettrificazione". Secondo: gli edifici devono essere in grado di sostenere la transizione energetica. Hanno un grande potenziale per ridurre le emissioni di CO2. "Per poter svolgere con profitto il suo ruolo all'interno della società completamente elettrica, il tasso di ristrutturazione, che è fermo all'1% da anni, deve essere aumentato al 3% all'anno", ha spiegato Kegel. Terzo: espandere finalmente l'infrastruttura di ricarica in modo più deciso. Perché anche l'inversione del traffico è elettrica. L'ordinanza sulle stazioni di ricarica recentemente adottata paralizza l'espansione invece di accelerarla. Kegel continua: "L'infrastruttura di ricarica non deve rimanere un collo di bottiglia. L'obiettivo di avere un milione di punti di

ricarica pubblici e semipubblici in Germania entro il 2030 non sarà raggiunto da solo e con quasi 40.000 punti di ricarica siamo ancora lontani dall'obiettivo. Dovrebbe quindi essere investito rapidamente.

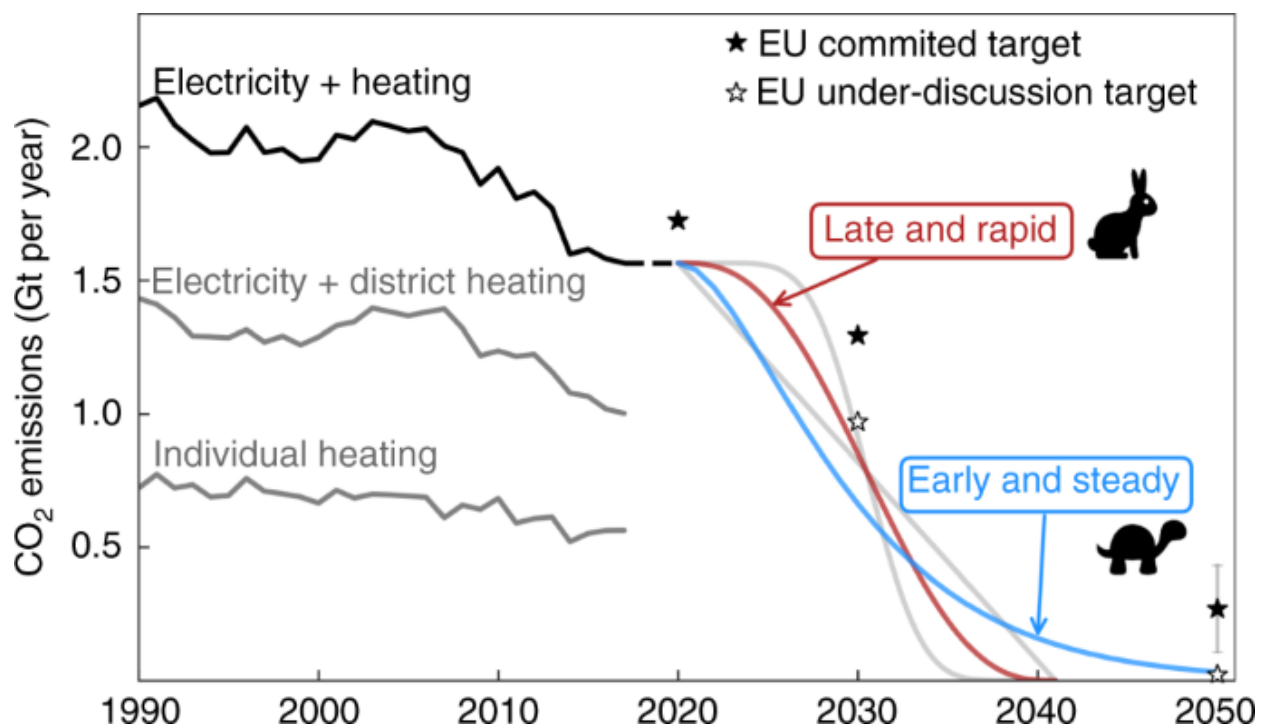
La decarbonizzazione anticipata del sistema energetico europeo ripaga. Per un dato bilancio del carbonio per diversi decenni, diversi tassi di trasformazione per il sistema energetico producono risultati nettamente diversi. Qui consideriamo un budget di 33 GtCO₂ per le emissioni cumulative di anidride carbonica dei settori dell'elettricità, del riscaldamento e dei trasporti europei tra il 2020 e il 2050, che rappresenta il contributo dell'Europa all'accordo di Parigi. Abbiamo scoperto che seguire un percorso iniziale e costante in cui le emissioni sono fortemente ridotte nel primo decennio è più conveniente rispetto a seguire un percorso tardivo e rapido in cui obiettivi di riduzione iniziali bassi esauriscono rapidamente il budget di carbonio e richiedono una forte riduzione in seguito.

Dimostriamo che il solare fotovoltaico, l'eolico onshore e offshore possono diventare la pietra angolare di un sistema energetico completamente decarbonizzato e che sono necessari tassi di installazione simili ai massimi storici per ottenere una decarbonizzazione tempestiva. La chiave di questi risultati è una corretta rappresentazione delle strategie di bilanciamento esistenti attraverso un approccio aperto, risolto ogni ora, introduzione. Raggiungere un'Unione europea climaticamente neutra nel 2050 [1](#) richiede il

raggiungimento delle tappe intermedie. Sebbene le emissioni di carbonio diminuiranno molto probabilmente del 20% nel 2020 rispetto al 1990 [2](#) , non è chiaro se l'obiettivo del 40% fissato per il 2030 sarà raggiunto. I piani energetici nazionali per il prossimo decennio presentati dagli Stati membri non sommano la riduzione necessaria per raggiungere l'obiettivo [3](#) , mentre nell'ambito di un Green Deal europeo è in discussione una riduzione più ambiziosa del 55% nel 2020 [4](#) . Un budget globale di carbonio residuo di 800 Gigaton (Gt) di CO₂ può essere emesso dal 2018 in poi per limitare il riscaldamento antropico a 1,75 °C rispetto al periodo preindustriale con una probabilità >66% [5](#) . Ciò è compatibile con il mantenimento dell'aumento della temperatura ben al di sotto dei 2 °C come stabilito nell'accordo di Parigi. Diversi principi di condivisione possono essere utilizzati per suddividere il bilancio globale del carbonio in regioni e paesi [6](#) . Sottraendo le emissioni di CO₂ nel 2018 e nel 2019 e considerando un'equa distribuzione pro-capite si traduce in una quota di 48 GtCO₂ per l'Europa. Un approccio che tenesse conto delle emissioni storiche porterebbe a obiettivi più ambiziosi per l'Europa rispetto ad altre regioni [7](#) . Assumendo che la distribuzione settoriale delle emissioni all'interno dell'Europa rimanga ai valori

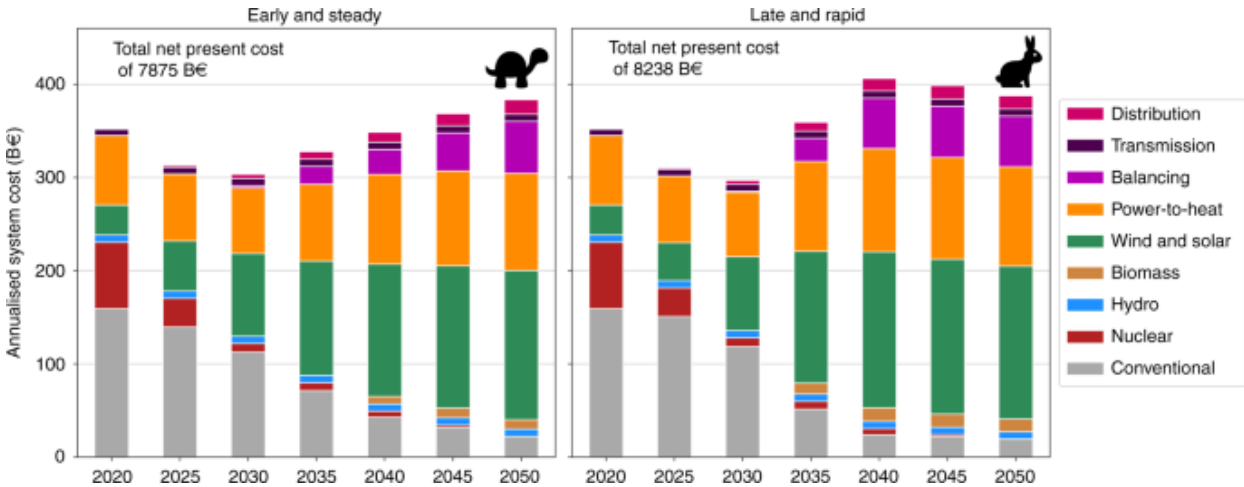
attuali, il bilancio del carbonio per la generazione di elettricità e la fornitura di riscaldamento nei settori residenziale e dei servizi ammonta a ~21 GtCO₂ , [8](#) e Nota Integrativa [1](#) . Il budget sale a 33 GtCO₂ quando si include il settore dei trasporti. Si prevede che la generazione di elettricità guiderà la transizione stimolata dalla drastica riduzione dei costi dell'energia eolica [9](#) e del solare fotovoltaico (FV) [10](#) , [11](#) . Una vasta letteratura mostra che un sistema energetico basato sulla generazione eolica, solare e idroelettrica può soddisfare la domanda oraria di elettricità in Europa purché venga fornito un adeguato bilanciamento [12](#) , [13](#) , [14](#) , [15](#) . Ciò può essere fatto rafforzando le interconnessioni tra i paesi vicini [16](#) per attenuare le fluttuazioni delle rinnovabili mediante aggregazioni regionali o attraverso il bilanciamento temporale utilizzando lo stoccaggio locale [17](#) , [18](#) , [19](#) . Inoltre, l'accoppiamento del sistema elettrico con altri settori potrebbe fornire flessibilità aggiuntive che facilitano il funzionamento del sistema e contemporaneamente aiutano a ridurre le emissioni in quei settori [20](#) , [21](#) , [22](#) . Le emissioni di CO₂ da riscaldamento nei settori residenziale e dei servizi mostrano un trend di riduzione storica più modesto rispetto alla produzione di energia elettrica (Fig. [1](#)). I paesi nordici hanno avuto particolare successo nel

ridurre le emissioni di carbonio dal settore del riscaldamento utilizzando strategie di accoppiamento settoriale, Figg. 2 e 3 . La Danimarca, dove più della metà delle famiglie è collegata a sistemi di teleriscaldamento [23](#) , ha spostato il combustibile utilizzato nelle unità di cogenerazione dal carbone alla biomassa e all'incenerimento dei rifiuti urbani [24](#) . La Svezia ha incoraggiato un passaggio su larga scala dai riscaldatori a resistenza elettrica alle pompe di calore [23](#) che ora sono supportate da alte emissioni di CO₂ prezzi [25](#) e tasse elettriche basse. Fig. 1: Emissioni storiche di CO₂ dal sistema elettrico europeo e dalla fornitura di calore nei settori residenziale e dei servizi.

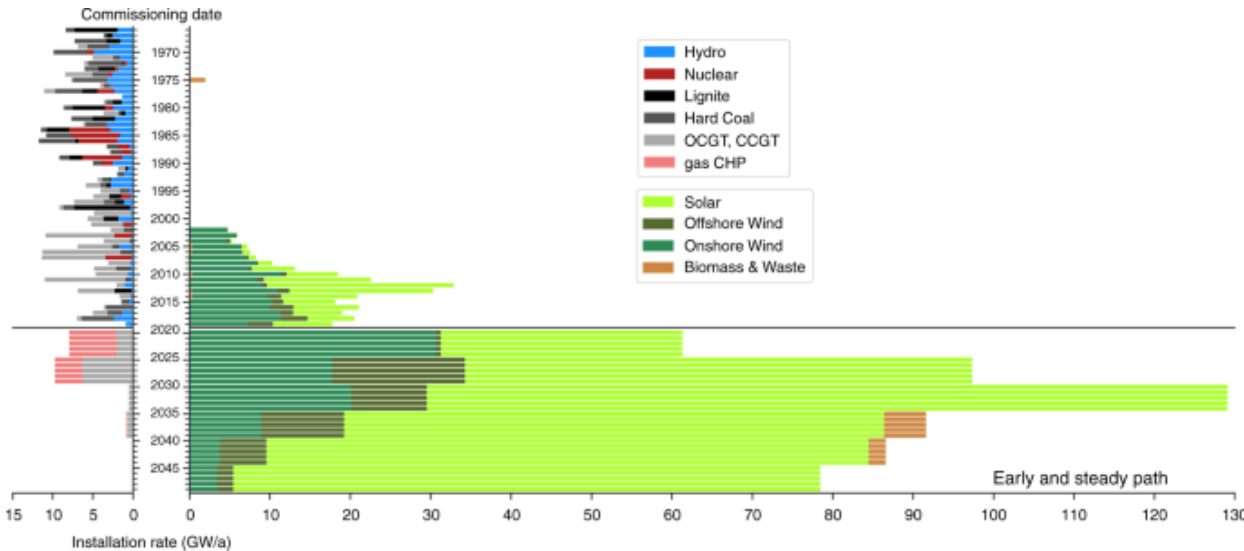


Dati dal SEE 8. I vari percorsi di transizione futuri mostrati in figura hanno le stesse emissioni cumulative di CO₂, che corrispondono al restante budget di 21 GtCO₂ per evitare il riscaldamento antropico superiore a 1,75 °C con una probabilità >66%, ipotizzando l'attuale distribuzione settoriale per l'Europa e principio di condivisione dell'equità tra le regioni. Le stelle nere indicano gli obiettivi di riduzione dell'UE impegnati, mentre le stelle bianche indicano gli obiettivi in discussione nel 2020. Si veda anche la Fig. 1 supplementare. I modelli energetici che presuppongono l'ottimizzazione greenfield, ovvero la costruzione da zero del sistema energetico europeo senza considerare le capacità attuali, mostrano che l'accoppiamento settoriale riduce il costo del sistema e riduce la necessità di estendere le linee di trasmissione a causa dell'ulteriore flessibilità locale offerta dal riscaldamento e dai trasporti settori 21. L'accoppiamento settoriale consente notevoli riduzioni di CO₂ prima che diventino necessarie grandi capacità di stoccaggio, fornendo più tempo per sviluppare ulteriormente le tecnologie di stoccaggio 19. L'ottimizzazione greenfield è utile per studiare la configurazione ottimale del sistema completamente decarbonizzato, ma non fornisce indicazioni su come passare ad essa. La flotta di generazione odierna e le decisioni prese nei passaggi intermedi daranno forma alla configurazione finale. I percorsi di transizione per il sistema elettrico europeo sono stati analizzati utilizzando l'ottimizzazione miope, ovvero senza una previsione completa sull'orizzonte di investimento 26, 27, 28, 29. L'ottimizzazione miope si traduce in un costo cumulativo del sistema più elevato rispetto all'ottimizzazione dell'intero periodo di transizione con una perfetta previsione perché il primo porta a investimenti bloccati 28, 30. Tuttavia, l'approccio miope è meno sensibile al tasso di sconto ipotizzato e può catturare meglio il comportamento miope degli attori politici e degli investitori 28, 29. I percorsi di transizione con budget di carbonio rigorosi sono stati studiati principalmente utilizzando modelli di valutazione integrati (IAM), che rappresentano un approccio più ampio che include altri settori, modelli del globo, del territorio e del clima 10, 31, 32, 33. Tuttavia, la risoluzione temporale basso e le ipotesi di costo obsolete per l'energia eolica e solare fotovoltaico 10, 34 in IAMs potrebbero ostacolare il ruolo che le tecnologie rinnovabili potrebbero giocare nella decarbonizzazione del settore energetico. In questo lavoro, utilizziamo un modello di rete accoppiato a settori risolti ogni ora del sistema energetico europeo e l'ottimizzazione miope in fasi di 5 anni dal 2020 al 2050 per studiare l'impatto di diversi percorsi di riduzione di CO₂ con lo stesso budget di carbonio. In ogni fase temporale, l'espansione delle capacità di generazione, stoccaggio e interconnessione in ogni paese è consentita se è conveniente sotto il corrispondente vincolo di emissioni globali. Dimostriamo che i costi aggiornati per l'eolico e il solare, che tengono conto delle recenti aggiunte di capacità e dell'apprendimento tecnologico, insieme a una corretta rappresentazione delle strategie di bilanciamento rendono conveniente un sistema completamente decarbonizzato basato su tali tecnologie. Inoltre, troviamo che un percorso di transizione con CO₂ a breve termine più ambizioso obiettivi riduce il costo cumulativo del sistema e richiede un aumento più graduale del prezzo della CO₂ e tassi di costruzione più stabili. La nostra ricerca include l'accoppiamento con i settori del riscaldamento e dei trasporti, che è assente nelle analisi del percorso di transizione per il sistema energetico europeo 27, 28, 29, incorpora la nozione di bilancio del carbonio nell'analisi e cattura la variabilità determinata dal clima dovuta a orari e temporizzazione ininterrotta. Inoltre, utilizziamo un modello aperto, che garantisce trasparenza e riproducibilità dei risultati 35. Risultati. In primo luogo, indaghiamo le conseguenze del seguire due percorsi di transizione alternativi per il sistema accoppiato elettricità e riscaldamento. Il settore dei trasporti è aggiunto alla fine di questa sezione. L'analisi di base presuppone che la penetrazione del teleriscaldamento rimanga costante ai valori attuali, la domanda annuale di calore sia costante durante i percorsi di transizione e le capacità di trasmissione di energia siano ampliate come previsto nel TYNDP 36 fino al 2030 e fissato dopo tale anno. Gli impatti di queste ipotesi sono valutati in seguito. Il percorso Early and Steady rappresenta un approccio cauto in cui si ottengono riduzioni significative delle emissioni nei primi anni. Nel percorso Late e Rapid, i bassi obiettivi di riduzione iniziale esauriscono rapidamente il budget di carbonio, richiedendo una forte riduzione in seguito. Come nella favola di Esopo "La tartaruga e la lepre", la tartaruga vince la corsa facendo progressi costanti, mentre seguire la lepre e ritardare l'azione per il clima richiede un'accelerazione tardiva che sarà più costosa. Costi cumulativi e configurazione del sistema I due percorsi alternativi arrivano a una configurazione di sistema simile nel 2050, Fig. 2. Verso la fine del periodo, sotto pesante CO₂ restrizione, le tecnologie di bilanciamento compaiono nel sistema. Inclondono grandi capacità di stoccaggio comprendenti batterie elettriche e stoccaggio di idrogeno e produzione di metano sintetico. Il costo cumulativo del sistema per il percorso Early e Steady rappresenta 7875 miliardi di euro (B€), mentre il percorso Late e Rapid rappresenta 8238 B€. Vale la pena notare che il costo cumulato rimane inferiore per il percorso Early e Steady a condizione che si assumano tassi di sconto sociale <15%. Nel 2050, il costo per unità di energia fornita (inclusa energia elettrica e termica) è di ~59 €/MWh. La

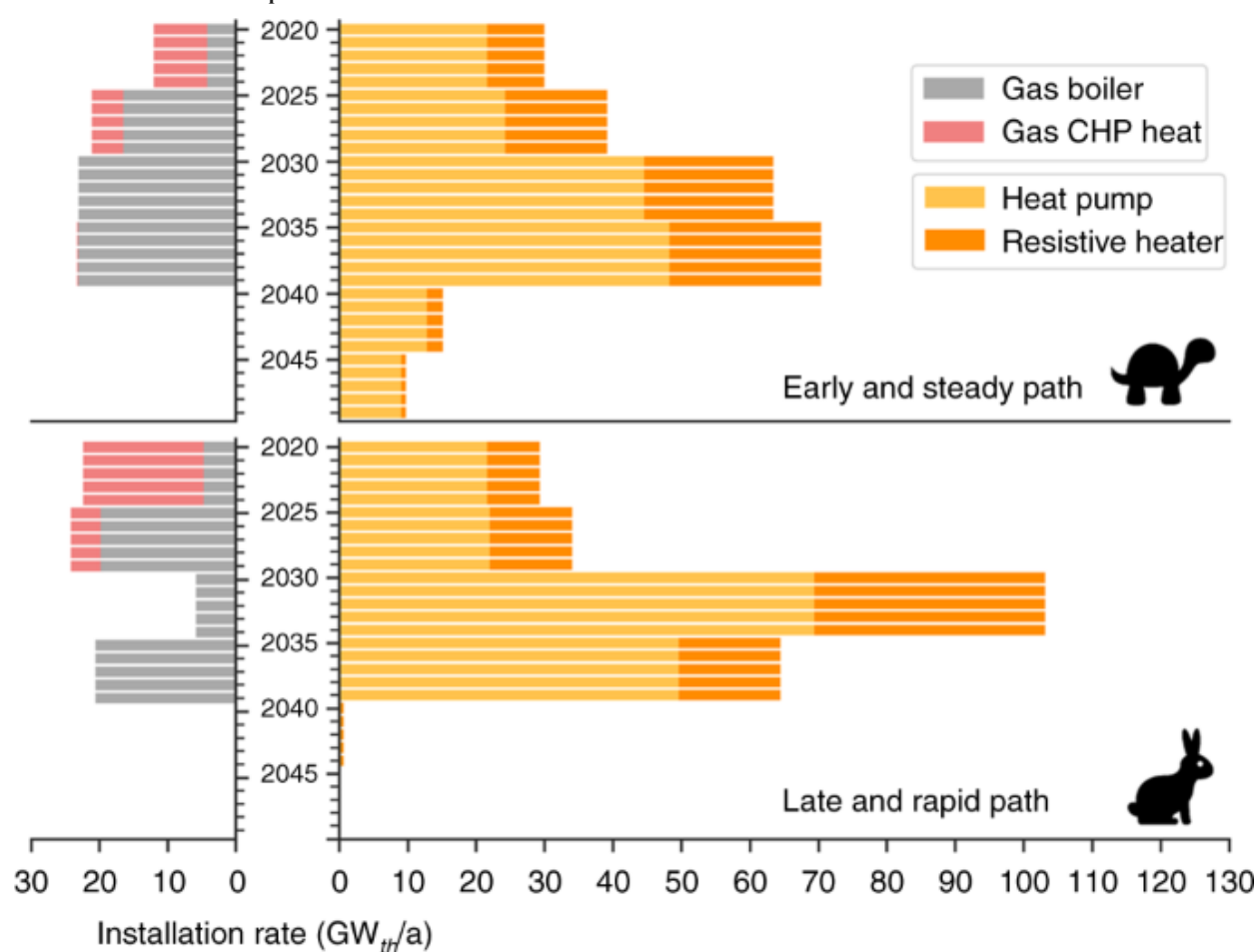
capacità convenzionale di generazione elettrica di nuova costruzione è molto modesta in entrambi i casi, Fig. 3 e Fig. 5 supplementare . Non viene installata alcuna nuova capacità di lignite, carbone o nucleare. Pertanto, alla fine di entrambi i percorsi, le tecnologie convenzionali includono solo centrali elettriche alimentate a gas, cogenerazione e caldaie. La biomassa contribuisce a bilanciare l'energia rinnovabile, ma svolge un ruolo minore. Fig. 2: Costo annualizzato del sistema elettrico e di riscaldamento europeo lungo i percorsi di transizione Early e Steady e Late e Rapid mostrati in Fig. 1 .



Convenzionale include i costi associati alle centrali elettriche a carbone, lignite e gas che producono elettricità, nonché i costi per le caldaie a combustibili fossili e le unità di cogenerazione. Power-to-heat include i costi associati alle pompe di calore e alle resistenze di calore. Il bilanciamento include i costi delle batterie elettriche, lo stoccaggio di H 2 e la metanazione. Fig. 3: Distribuzione per età delle centrali elettriche europee in esercizio e installazione annuale richiesta lungo il percorso Early and Steady.



Dati storici da rif. 53 , 67 , vedere anche le Figg. 5 – 10 .La decarbonizzazione del sistema elettrico si è rivelata più economica del settore del riscaldamento 37 . Di conseguenza, sebbene le quote di CO₂ differiscano, il settore elettrico viene rapidamente decarbonizzato in entrambi i percorsi e si verificano differenze più notevoli nelle nuove capacità di riscaldamento convenzionale, Fig. 4 . In entrambi i percorsi, i costi annuali inizialmente diminuiscono poiché il sistema energetico sfrutta i bassi costi dell'eolico e del solare. La rimozione delle emissioni finali nel riscaldamento provoca un nuovo aumento dei costi totali verso il 2050. La ragione principale alla base del maggior costo cumulativo del sistema per la strategia Late and Rapid è che il precedente esaurimento del budget di carbonio costringe a raggiungere le emissioni zero entro il 2040 quando la generazione rinnovabile e le tecnologie di bilanciamento sono più costose rispetto al 2050. Fig. 4: Ampliamento richiesto delle capacità di riscaldamento in entrambi i percorsi.

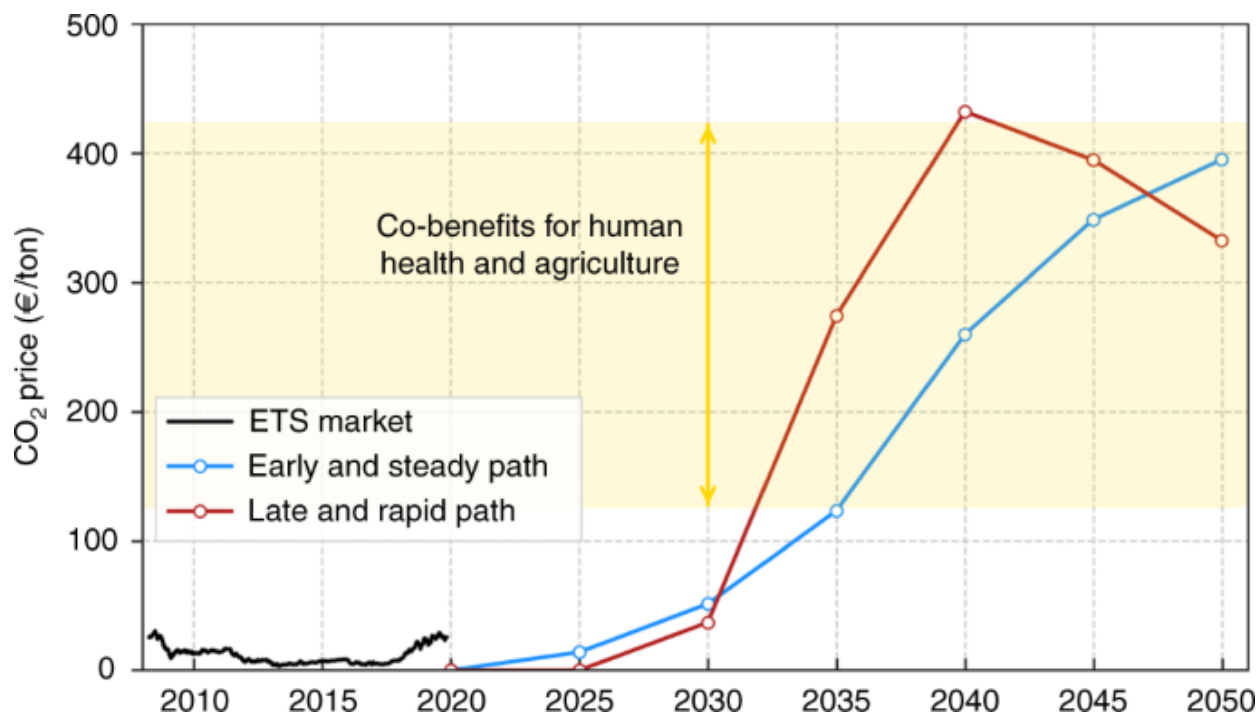


Le capacità di riscaldamento massime sono mostrate per gli impianti di cogenerazione. Beni incagliati Parte delle capacità convenzionali già esistenti diventano beni non recuperabili, in particolare carbone, lignite, CCGT (che è stato ampiamente utilizzato nei primi anni 2000, Fig. 3) e caldaie a gas. Man mano che le capacità rinnovabili si dispiegano, i fattori di utilizzo per le centrali elettriche convenzionali diminuiscono e non recuperano la loro spesa totale attraverso le entrate del mercato, Figg. 11 – 14 . Fino al 2035, le spese operative per le tecnologie alimentate a gas sono inferiori alle entrate del mercato, quindi si prevede che rimangano in funzione.

Contrariamente a quanto previsto, la somma delle spese non recuperate tramite i ricavi di mercato è simile per entrambi i percorsi. Nel percorso Late e Rapid, l'elevata CO₂ prezzo risultante dal vincolo di zero emissioni, giustifica la produzione fino a 220 TWh/a di metano sintetico già nel 2040, Fig. 10 supplementare . Ciò consente alle caldaie CCGT e a gas di continuare a funzionare consentendo loro di recuperare parte della spesa in conto capitale, ma la conseguenza è un costo cumulativo del sistema più elevato, come discusso in precedenza. I costi incagliati, ovvero la somma delle spese non recuperate tramite i ricavi di mercato, rappresentano circa il 12% del costo totale cumulativo del sistema in entrambi i percorsi. Sebbene la chiusura anticipata degli impianti possa essere vista come un contributo non necessario a un maggior costo dell'energia, va rilevato che il prepensionamento delle infrastrutture elettriche è stato individuato come una delle azioni più convenienti per ridurre le emissioni impegnate e consentire un 2° Evoluzione futura compatibile con C delle emissioni globali 38

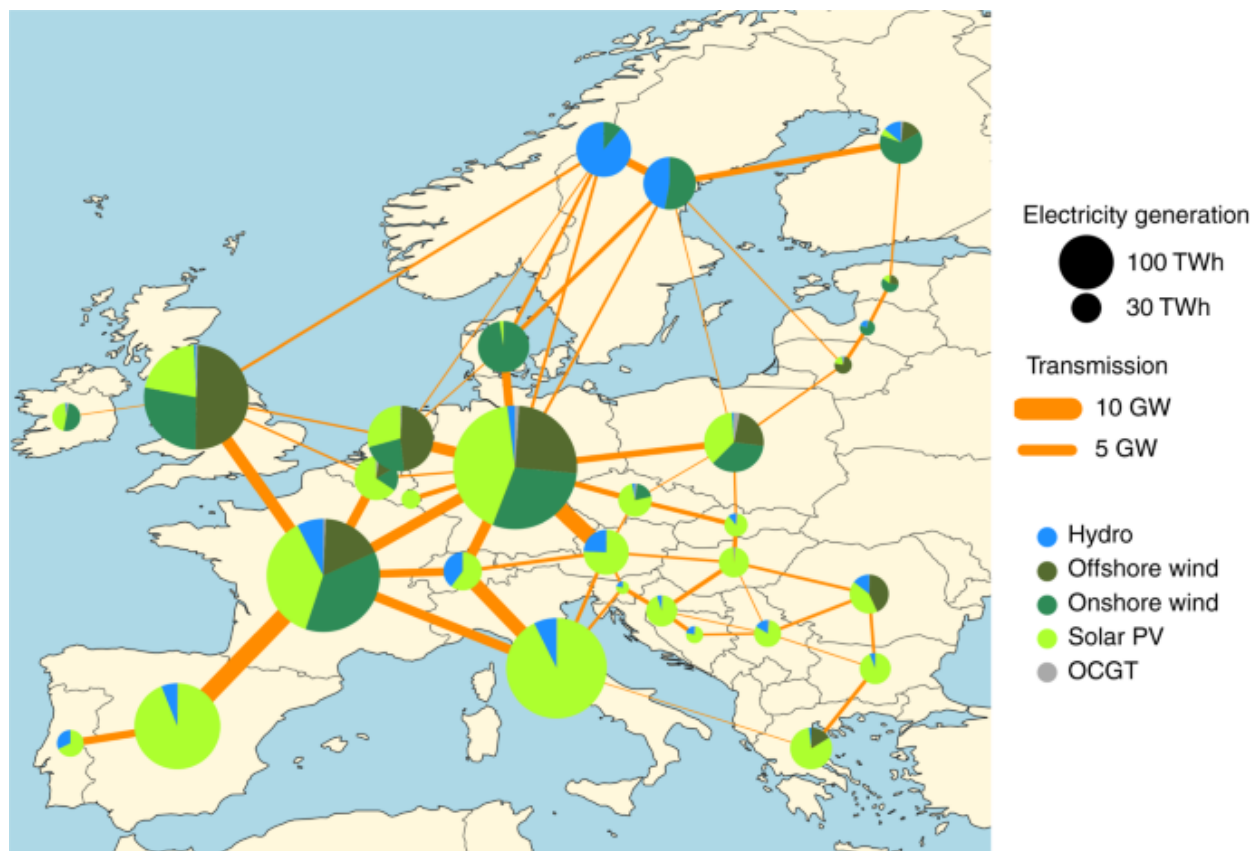
.Morbidezza della transizione.I pompaggi,l'eolico e il solare fotovoltaico forniscono la maggior parte della domanda di elettricità nel 2050, integrati dall'idroelettrico e con un contributo minore di biomassa. In precedenza, la maggior parte degli IAM ha sottolineato l'importanza della bioenergia o della cattura e dello stoccaggio del carbonio e non è riuscita a identificare il ruolo chiave del solare fotovoltaico a causa delle loro ipotesi irrealisticamente costose per questa tecnologia, vedere rif. 10 , 34 e Nota Integrativa 4.2 . I percorsi qui descritti richiedono un massiccio dispiegamento di energia eolica e solare FV durante i prossimi 30 anni. In passato, Germania e Italia hanno mostrato tassi di installazione record per il solare fotovoltaico di 8 e 10 GW/a, Fig. 4 supplementare . Poiché quei paesi rappresentano il 16% e il 10% della domanda di energia elettrica in Europa, tali tariffe sarebbero equivalenti a 50 e 100 GW/a a livello europeo. La decarbonizzazione dei settori dell'elettricità e del riscaldamento attraverso il percorso Early and Steady richiede tassi di installazione simili, Fig. 3 . Di conseguenza, raggiungere tassi di costruzione più elevati per decarbonizzare anche i settori dei trasporti e dell'industria sembra difficile ma possibile.Durante l'ultimo decennio, diversi paesi europei hanno mostrato incrementi improvvisi nel tasso di costruzione annuale per il solare fotovoltaico, seguiti da diminuzioni equivalenti uno o due anni dopo, Fig. 4 supplementare . Italia, Germania, Regno Unito e Spagna mostrano picchi evidenti dovuti alla combinazione di una rapida diminuzione dei costi della tecnologia e quadri normativi instabili i cui dettagli sono specifici per paese 39 , 40 , 41 . Questi picchi possono avere conseguenze negative per le imprese locali. L'improvviso restringimento della capacità di costruzione annuale potrebbe portare al fallimento delle aziende e alla perdita di posti di lavoro. Il percorso Early and Steady richiede un'evoluzione più fluida dei tassi di costruzione che potrebbe adattarsi meglio agli aspetti culturali, politici e sociali della transizione 42e Fig. 15 supplementare . La lieve evoluzione potrebbe anche facilitare il raggiungimento di una situazione stazionaria in cui i tassi di costruzione compensino lo smantellamento.Il prezzo della CO₂ richiesto ad ogni passo temporale di 5 anni, Fig. 5 , è un risultato del modello, cioè è il moltiplicatore di Lagrange/KKT associato al vincolo di CO₂ massimo . Il fatto che i risultati indicano lo zero CO₂ prezzo in 2020 significa che il vincolo non è vincolante, che è, il costo delle tecnologie rinnovabili rende il costo-efficace senza il vincolo sistema. Poiché le emissioni di CO₂ sono limitate, è necessario un prezzo di CO₂ più elevato per rimanere al di sotto del limite di CO₂ . Verso la fine della transizione, CO₂sono necessari prezzi molto più alti di quelli storicamente raggiunti nel mercato ETS. Il percorso Early and Steady richiede un'evoluzione più fluida del prezzo della CO₂ , che potrebbe essere preferita dagli investitori. Vanno fatte due osservazioni. In primo luogo, la riduzione delle emissioni di CO₂ implica significativi co-benefici in Europa associati alla mortalità prematura evitata, alla riduzione delle giornate lavorative perse e all'aumento dei raccolti. Tali benefici in termini di costi sono stimati a 125–425 €/ton CO₂ 43 , che è simile ai prezzi di CO₂ richiesti alla fine del percorso. Inoltre, i benefici economici della mitigazione degli impatti del cambiamento climatico sono stati stimati in centinaia di €/ton CO₂ . Secondo, CO₂il prezzo è principalmente un indicatore del divario di prezzo tra tecnologie inquinanti e pulite e possono essere stabilite diverse politiche per colmare tale divario. Tra le altre, imposte settoriali sulla CO₂ 25 , sostegno diretto alle energie rinnovabili che riducono il rischio degli investitori e, di conseguenza, il costo del capitale e LCOE della tecnologia 44 , o quadri normativi che incentivano le tecnologie richieste come quelle che promuovono gli impianti fotovoltaici sui tetti o garantiscono la competitività dei sistemi di teleriscaldamento.Fig. 5: Evoluzione storica del prezzo della CO₂ nell'Emissions Trading System dell'UE 68 e prezzo della CO₂

richiesto ottenuto dal modello lungo i percorsi di transizione mostrati in Fig. 1.

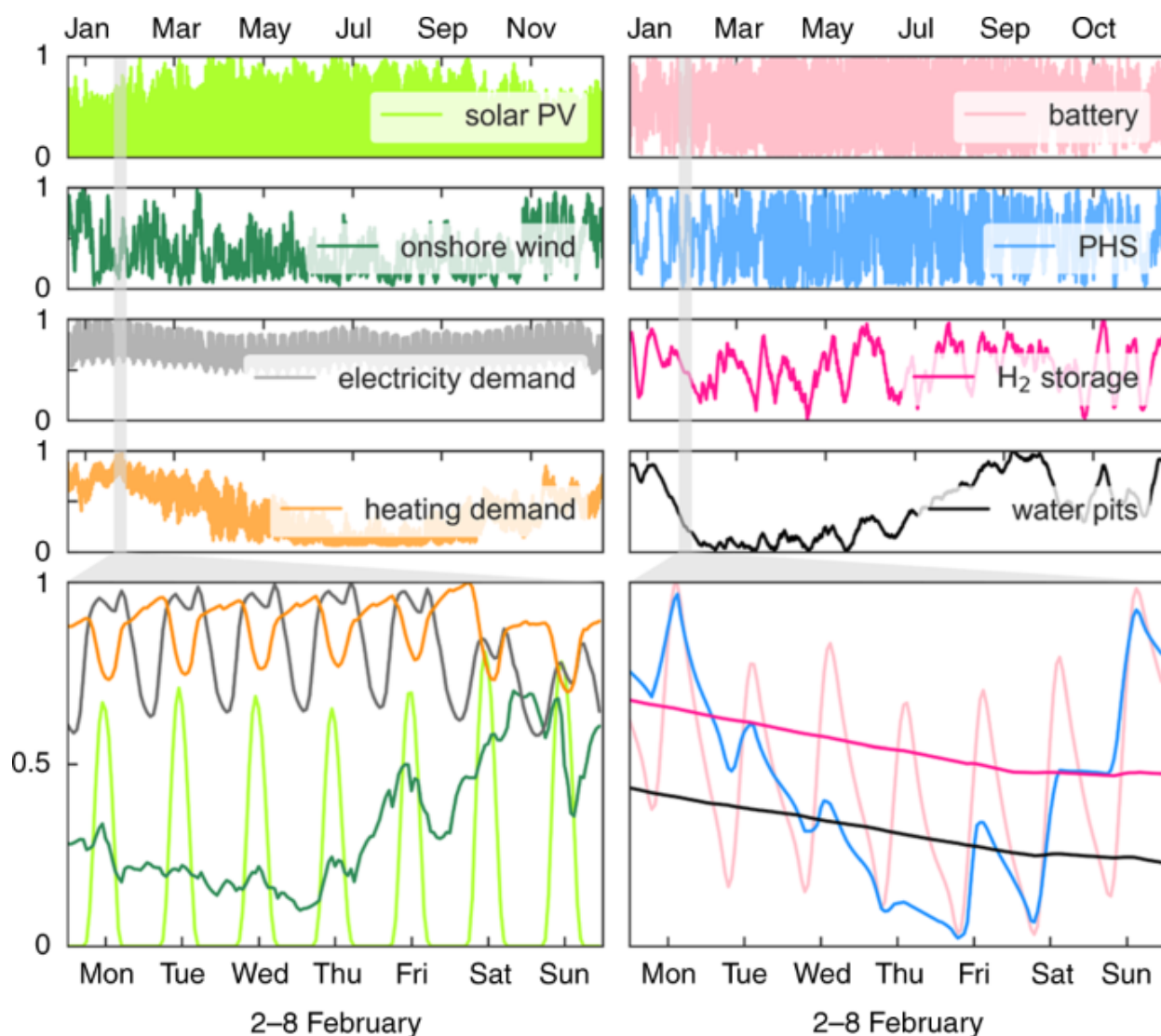


I co-benefici della riduzione delle emissioni di CO₂ in Europa a causa della mortalità prematura evitata, della riduzione delle giornate lavorative perse e dell'aumento dei raccolti sono stimati nell'intervallo 125-425 €/ton CO₂ 43. Risultati risolti per paese e per ora. La Figura 6 mostra il mix elettrico alla fine del percorso Early and Steady. Come previsto, i paesi del sud sfruttano le risorse solari mentre i paesi del nord si affidano principalmente all'eolico offshore e onshore. In ogni fase, il mix rinnovabile ottimale in ogni paese dipende dalle risorse locali e dalle capacità già esistenti, vedere le Figg. 16 e 17. Tuttavia, l'analisi di soluzioni quasi ottimali ha recentemente dimostrato che i mix specifici per paese possono variare in modo significativo mantenendo il costo totale del sistema solo leggermente superiore al minimo 45. Fig. 6: Produzione di elettricità nel 2050 nel percorso

Early and Steady.



L'evoluzione del mix elettrico durante la transizione ei risultati specifici per paese sono inclusi nella Fig. 16 supplementare. La modellazione di un anno intero con risoluzione oraria svela i forti legami tra le tecnologie di generazione rinnovabile e le strategie di bilanciamento. Per i paesi e gli anni in cui vengono impiegate grandi capacità solari fotovoltaiche, è anche conveniente installare batterie di grandi capacità per smussare il forte modello di generazione solare giornaliera. Al contrario, le capacità eoliche onshore e offshore richiedono lo stoccaggio dell'idrogeno e interconnessioni rafforzate per bilanciare le fluttuazioni sinottiche del vento [13](#) , [17](#) , [19](#) . Ciò può essere apprezzato anche osservando le frequenze di dispacciamento dominanti delle serie storiche aggregate in Europa nel 2050, Fig. 7 e Fig. 18 supplementare. Fig. 7: Serie temporali per la domanda aggregata in Europa, la generazione e l'invio delle tecnologie di stoccaggio per il percorso Early e Steady nel 2050.

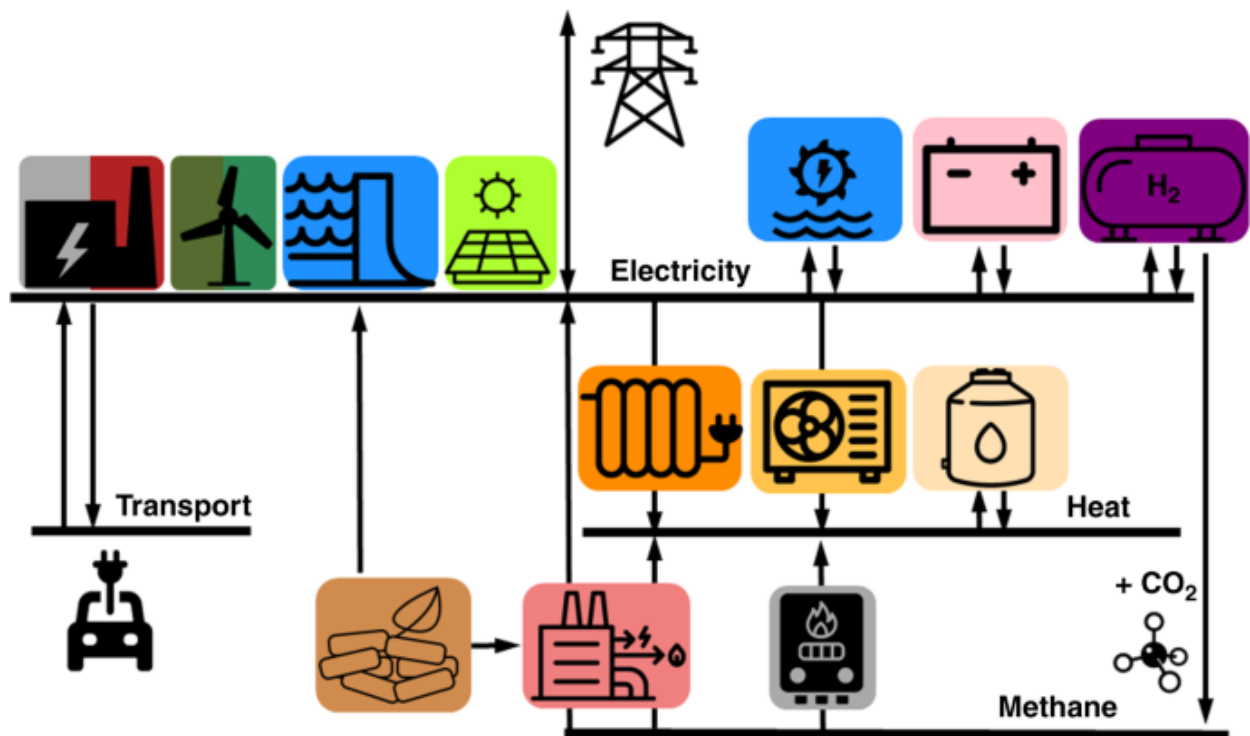


Le cifre in basso mostrano il funzionamento del sistema durante una delle settimane più critiche dell'anno (che comprende un'elevata richiesta di riscaldamento, bassa produzione di vento e solare). Gli scarichi di stoccaggio dell'idrogeno e le celle a combustibile aiutano a coprire il deficit di elettricità, i pozzi di acqua calda nei sistemi di teleriscaldamento scaricano l'energia termica accumulata per soddisfare la domanda di calore. IAM e modelli di equilibrio parziale con risoluzione spaziale simile sono stati utilizzati anche per studiare la decarbonizzazione settoriale dell'Europa [1](#), [10](#), [46](#). Tuttavia, questi modelli utilizzano in genere una risoluzione temporale molto più bassa, ad esempio, utilizzando pochi intervalli di tempo per rappresentare un anno intero [29](#), [46](#), [47](#), [48](#), [49](#) o considerando la curva di durata del carico residuo [10](#), [50](#) e alcuni IAM assumono valori molto elevati costi di integrazione per le rinnovabili [51](#). Il time stepping orario e non interrotto nel nostro modello rivela diversi effetti critici per il funzionamento di sistemi altamente rinnovabili. In primo luogo, la produzione di energia solare ed eolica è variabile ma correlata. La rete può contribuire efficacemente al suo livellamento mediante l'integrazione regionale e le tecnologie di stoccaggio con diverse frequenze di spedizione necessarie per bilanciare le fluttuazioni solari ed eoliche, Fig. 7. In secondo luogo, l'immagazzinamento a lungo termine svolge un ruolo chiave nel bilanciare la variazione stagionale e facilitare il funzionamento del sistema durante le ondate di freddo, ovvero una settimana fredda con vento debole e generazione solare [21](#). Risultati robusti in diversi scenari Nei paesi

nordici, il teleriscaldamento (DH) si è dimostrato utile per decarbonizzare il settore del riscaldamento, Fig. 2 supplementare. Consente tecnologie su larga scala a basso costo come pompe di calore e unità CHP, consente una conversione più rapida perché è più facile sostituire un'unità di riscaldamento centrale rispetto a una miriade di singoli sistemi domestici e facilita l'accumulo di energia termica a lungo termine, tramite grandi pozzi d'acqua, Fig. 7, che aiutano a bilanciare la grande variazione stagionale della domanda di riscaldamento, Fig. 24. supplementare. Finora abbiamo ipotizzato che la penetrazione del teleriscaldamento rimanga costante ai valori del 2015. Quando si ipotizza che il teleriscaldamento si espanda linearmente in modo da soddisfare nel 2050 l'intera domanda di riscaldamento urbano in ogni paese, il costo cumulativo del sistema per il percorso Early e Steady si riduce del 2,4%. Ciò compensa grosso modo i costi di ampliamento e manutenzione delle reti di teleriscaldamento ed evita l'ulteriore ampliamento delle reti di distribuzione del gas, Nota Integrativa 4.5. Ora esaminiamo l'impatto delle misurazioni dell'efficienza modificando l'ipotesi della domanda di calore costante. Quando si ipotizza una riduzione del 2% della domanda di riscaldamento degli ambienti all'anno a causa di lavori di ristrutturazione del patrimonio edilizio, mentre la domanda di acqua calda viene mantenuta costante e si trascurano gli effetti di rimbalzo, il costo cumulativo del sistema diminuisce dell'11,3%, compensando significativamente i costi di ristrutturazione, Nota 4.6. Quando il modello consente di ottimizzare le capacità di trasmissione dopo il 2030, insieme agli asset di generazione e stoccaggio, la configurazione ottimale alla fine dei percorsi prevede un volume di trasmissione circa tre volte superiore a quello del 2030. Le interconnessioni rinforzate contribuiscono allo smoothing spaziale delle fluttuazioni del vento, aumentando le capacità eoliche ottimali onshore e offshore alla fine del percorso. La capacità energetica necessaria per lo stoccaggio dell'idrogeno è ridotta a causa del contributo delle interconnessioni al bilanciamento della generazione eolica. Sebbene il costo cumulativo del sistema sia inferiore dell'1,3%, non è chiaro in che misura compensi i problemi di accettazione sociale associati all'estensione delle capacità di trasmissione. Nessuna delle due vie installa nuova capacità nucleare. Questa tecnologia è solo una parte del sistema ottimale nel 2050 quando i costi del nucleare saranno inferiori del 15% rispetto al costo di riferimento e non sarà consentita l'espansione della capacità di trasmissione. In tutti gli scenari precedenti, la differenza nel costo cumulativo del sistema per il percorso Early and Steady e Late e Rapid è più o meno la stessa, Tabella 1. Tabella 1 Costi cumulati di sistema (B€) per analisi aggiuntive. Aggiungere il settore dei trasporti. Infine, entrambi i percorsi vengono riutilizzati includendo l'accoppiamento del trasporto stradale e ferroviario. Il numero di veicoli elettrici a batteria (BEV) non è un risultato dell'ottimizzazione ma un parametro di input esogeno. Ciò presuppone che la decisione delle persone di passare ai BEV sia dettata principalmente dalle loro esigenze di mobilità e non dal funzionamento ottimale del sistema energetico. Il costo dei BEV e delle loro batterie non è incluso nei risultati. Per ogni passaggio temporale, si assume che la percentuale di trasporto su strada e su rotaia elettrificata segua il percorso della CO₂ riduzione delle emissioni nei settori dell'elettricità e del riscaldamento. In questo modo, le emissioni nei trasporti scendono all'incirca parallelamente a quelle dei settori del riscaldamento e dell'elettricità. Il trasporto su strada e su rotaia è modellato come una domanda concentrata in ogni paese. I dettagli del modello per questo settore sono descritti nella Nota Integrativa 3.5. In ogni fase, si presume che la metà dei BEV per autovetture presenti nel modello consenta la gestione dal lato della domanda e si presume che un quarto dei BEV disponibili fornisca servizi da veicolo a rete (V2G). Non viene considerato il possibile utilizzo dell'idrogeno nel settore dei trasporti. Per il percorso Early e Steady, il costo cumulativo del sistema aumenta del 5,4%. L'aumento del costo del sistema era previsto, poiché, quando completamente elettrificati, i trasporti stradali e ferroviari aumentano la domanda di energia elettrica di 1102 TWh *e l/a*. Tuttavia, l'evoluzione di LCOE rimane simile durante la transizione, Figg. 6 e 20. L'ulteriore flessibilità fornita dai BEV riduce la necessità di batterie stazionarie e incentiva una maggiore penetrazione del solare fotovoltaico, come osservato in precedenza 19, 21. Gli impatti della percentuale di BEV che consentono la ricarica intelligente e i servizi V2G sono stati analizzati in dettaglio in Brown et al. 21 dove è dimostrato che il 25% iniziale dei veicoli che fanno V2G cattura le maggiori riduzioni dei costi. Discussione. In questa sezione, confrontiamo brevemente i nostri risultati con altri percorsi di decarbonizzazione rilevanti per l'Europa e indichiamo i principali limiti di questo studio. L'analisi che accompagna la strategia 1 dell'UE *per un pianeta pulito per tutti* comprende 8 scenari, tre dei quali sono compatibili con la limitazione dell'aumento della temperatura alla fine del secolo a 1,5 °C. Tutti includono una capacità nucleare >85 GW nel 2050. Molto probabilmente questo è il risultato del minor costo ipotizzato per il nucleare in rif. 1. Scenario 1.5Vita in rif. 1 presuppone cambiamenti significativi nello stile di vita e nelle scelte dei consumatori, mentre lo Scenario 1.5Tech si basa sulla bioenergia con cattura e stoccaggio del carbonio (BECCS). Nel rapporto sullo scenario ENTSO-E 36, la biomassa rappresenta >30% del mix elettrico nel 2050. Utilizzando l'ottimizzazione dei costi abbiamo

dimostrato che un mix elettrico europeo decarbonizzato basato principalmente su eolico e solare è conveniente. Può anche evitare le preoccupazioni associate al nucleare, alla biomassa e al BECCS. Una corretta valutazione di fattibilità richiede un approccio multidimensionale che oltre alla disponibilità del territorio, agli aspetti tecnologici ed economici qui considerati, includa anche l'accettazione sociale, le istituzioni e la politica. Sebbene tale valutazione esuli dallo scopo di questo lavoro, la transizione graduale descritta nel percorso Early and Steady potrebbe essere potenzialmente vantaggiosa quando si prendono in considerazione questi aspetti. Una recente analisi dei percorsi di emissione globalmente convenienti per il tetto alle emissioni nell'EU ETS ha mostrato che aumentare il fattore di riduzione lineare per il periodo 2021-2030 dal valore attuale del 2,2 al 4% è conveniente [52](#). Ciò è supportato dall'aumento della penetrazione delle rinnovabili e degli obiettivi di efficienza per il 2030 e dai piani di eliminazione graduale del carbone di diversi paesi europei. Per i settori ETS, non riuscire a ridurre le emissioni nel prossimo decennio richiederebbe una drastica riduzione dopo il 2030 che implicherebbe maggiori costi cumulati [52](#). I risultati di questo documento, che includono anche settori non ETS come i trasporti e la fornitura di riscaldamento domestico, supportano questa raccomandazione. Il database delle centrali elettriche esistenti è stato descritto e convalidato in una pubblicazione separata [53](#). Il modello di sistema di alimentazione PyPSA-Eur che include carico, generazione e una rete di trasmissione di dettaglio, è stato convalidato in Hörsch et al. [54](#), mentre l'interazione tra generazione e rete per quanto riguarda i livelli storici di riduzione è stata esaminata in Frysztacki et al. [55](#). I dati sul riscaldamento esistente sono stati presi dal rif. [56](#). Il nostro modello utilizza la risoluzione oraria, ma con l'aumento della penetrazione delle rinnovabili, sarà necessario anche un adattamento per garantire la stabilità del sistema su scale temporali più brevi. Sono in fase di sviluppo e attuazione diverse strategie per garantire un'inerzia sufficiente del sistema di alimentazione e la fornitura di requisiti di riserva e servizi ausiliari [15](#), [57](#). Compensatori sincroni per fornire potenza reattiva e inerzia sono già utilizzati in Danimarca [58](#) e le centrali elettriche convenzionali possono essere adattate per diventare tali compensatori sincroni. Gli inverter che formano la rete in batterie e generatori non sincroni possono regolare la frequenza e la tensione del sistema [57](#), [59](#). La generazione solare ed eolica può contribuire alla regolazione verso il basso riducendo e verso l'alto la regolazione quando funziona a capacità ridotta, nonché lo stoccaggio e la risposta alla domanda da nuovi carichi elettrificati come veicoli elettrici e pompe di calore [57](#). La letteratura esistente [15](#), [57](#) e l'esperienza storica sul campo non indicano alcuna limitazione importante per garantire la fattibilità di un sistema energetico altamente rinnovabile in tempi brevi. Questo studio utilizza un solo anno di dati meteorologici. Il costo del sistema per un sistema energetico europeo altamente decarbonizzato è risultato essere robusto per diversi anni meteorologici [60](#), ma sono necessarie ulteriori analisi sull'impatto della variabilità meteorologica interannuale per il sistema energetico accoppiato al settore. Il cambiamento climatico avrà un duplice impatto. Dal lato della generazione, si prevede un aumento delle lunghezze di correlazione per l'energia eolica in Europa, riducendo l'efficacia delle reti di trasmissione per il bilanciamento [61](#). Sono previsti cambiamenti minori nella generazione solare [62](#) e variazioni significative sui modelli stagionali di afflusso idroelettrico [61](#). Dal lato della domanda, si prevede che l'aumento della domanda di raffreddamento nei paesi dell'Europa meridionale e, cosa più rilevante, la riduzione della domanda di riscaldamento nei paesi del nord, ridurrà il costo del sistema [63](#). La scarsa accettazione sociale per l'eolico onshore e il solare su scala industriale può limitare l'espansione di queste tecnologie in alcuni paesi. La riduzione dei potenziali installabili dell'eolico onshore è stata mostrata in Schlachtberger et al. [60](#) causare una maggiore espansione dell'eolico offshore e avere un impatto limitato sui costi totali del sistema. Nel nostro modello, si presume che l'idrogeno sia prodotto e consumato all'interno dello stesso paese e il trasporto dell'idrogeno non è incluso. Il modello non include il possibile retrofit di centrali nucleari esistenti o l'installazione di centrali a carbone con cattura e stoccaggio del carbonio (CCS). Le suddette limitazioni potrebbero avere un impatto sui risultati del modello, ma non si prevede che modificheranno le principali conclusioni ottenute in questo studio. Infine, questo studio si concentra sul sistema energetico europeo perché l'Unione europea ha una strategia di decarbonizzazione condivisa e un impegno comune attraverso l'accordo di Parigi. Inoltre, i sistemi di potere degli Stati membri sono già interconnessi. In conclusione, confrontando percorsi di transizione alternativi per il sistema energetico europeo con lo stesso budget di carbonio, troviamo che una transizione che includa una riduzione precoce e costante di CO₂ è costantemente ~ 350 B€UR in meno rispetto a un percorso in cui obiettivi bassi nel periodo iniziale richiedono una riduzione più netta in seguito. I nostri risultati supportano la proposta di aumentare l'ambizione nell'obiettivo di riduzione di CO₂ dell'UE per il 2030 in discussione nel 2020 [4](#). Abbiamo scoperto che i costi aggiornati per l'eolico e il solare e l'inclusione di serie temporali altamente risolte per il bilanciamento consentono un sistema completamente decarbonizzato che si basa su tali tecnologie insieme all'energia

idroelettrica e al contributo minore della biomassa. I tassi di costruzione rinnovabile necessari per decarbonizzare i settori dell'elettricità e del riscaldamento corrispondono ai valori storici più alti, rendendo la transizione impegnativa ma possibile. Abbiamo dimostrato che l'azione tempestiva non solo lascia spazio a decisioni successive, ma paga anche. metodi La configurazione del sistema è ottimizzata riducendo al minimo il costo annualizzato del sistema in ogni fase temporale (una ogni 5 anni), sotto il limite di emissioni globali di CO₂ imposto dal percorso di transizione in analisi (Fig. 1). Questo può essere considerato un approccio miope poiché l'ottimizzazione non ha informazioni sul futuro. Le emissioni cumulate di CO₂ per i percorsi di transizione sono pari a un budget di carbonio di 21 GtCO₂ quando sono inclusi solo i settori dell'elettricità e del riscaldamento. Rappresenta 33 GtCO₂ quando è compreso il settore dei trasporti. In ogni fase temporale, le capacità di generazione, stoccaggio e trasmissione in ogni paese sono ottimizzate assumendo una concorrenza perfetta e lungimiranza, nonché un equilibrio di mercato a lungo termine. Oltre al limite globale di emissione di CO₂, per garantire la fattibilità della soluzione sono imposti altri vincoli come l'equilibrio tra domanda e offerta in ogni nodo e limitazioni di capacità, vedere la nota supplementare 2. Usiamo una rete di un nodo per paese, che include 30 paesi corrispondenti ai 28 Stati membri dell'Unione Europea a partire dal 2018, esclusi Malta e Cipro, ma includendo Norvegia, Svizzera, Bosnia-Erzegovina e Serbia, vedere Fig. 6 . I paesi sono collegati da collegamenti ad alta tensione in corrente continua (HVDC) le cui capacità possono essere ampliate se è conveniente. Figura 8 fornisce una panoramica delle tecnologie incluse nel modello. Nel settore energetico, l'elettricità può essere fornita da eolico onshore e offshore, solare fotovoltaico (PV), idroelettricità, turbine a gas a ciclo aperto (OCGT), turbine a gas a ciclo combinato (CCGT), carbone, lignite e centrali nucleari e calore combinato e centrali elettriche (CHP) che utilizzano gas, carbone o biomassa. L'elettricità può essere immagazzinata utilizzando Pumped Hydro Storage (PHS), batterie elettriche stazionarie e stoccaggio dell'idrogeno. L'idrogeno viene prodotto tramite elettrolizzatori e riconvertito in elettricità utilizzando celle a combustibile. Il metano può essere prodotto combinando Direct Air Capture (DAC) CO₂ e elettrolitico-H₂ nella reazione di Sabatier. La domanda di riscaldamento è suddivisa in domanda di riscaldamento urbano, corrispondente alle regioni la cui densità di popolazione consente il teleriscaldamento, e domanda di riscaldamento rurale dove sono consentite solo soluzioni individuali. Il riscaldamento può essere fornito tramite pompe di calore su larga scala, resistenze di calore, caldaie a gas, collettori solari e unità di cogenerazione per le regioni urbane, mentre nelle zone rurali possono essere utilizzate solo pompe di calore individuali, caldaie elettriche e caldaie a gas. L'accumulo di energia termica può essere installato sia nelle reti di teleriscaldamento che nelle singole abitazioni. Una descrizione dettagliata di tutti i settori è fornita nella Nota Integrativa 3. Fig. 8: Diagramma del modello che rappresenta le principali tecnologie di generazione e stoccaggio in ogni paese.



L'elettricità può essere prodotta con centrali elettriche convenzionali (nucleare, carbone, lignite e gas), serbatoi e idroelettrici ad acqua fluente, nonché solare fotovoltaico, eolico onshore e offshore. Può essere immagazzinato in accumulatori idroelettrici pompati, batterie e accumulatori di idrogeno. Il riscaldamento può essere fornito tramite resistenze di calore, pompe di calore e caldaie a gas. Può essere immagazzinato nell'accumulo di energia termica. La cogenerazione di calore ed elettricità (CHP) può utilizzare metano e biomassa. L'idrogeno elettrolitico può essere combinato con la CO₂ a cattura diretta dell'aria per produrre metano sintetico. Quando è incluso il settore dei trasporti, metà dei veicoli elettrici a batteria consente la ricarica intelligente e un quarto fornisce servizi da veicolo a rete. I costi ipotizzati per le diverse tecnologie dipendono dal tempo (Nota supplementare 4) ma non dalla capacità installata cumulata poiché si assume che saranno influenzati dai tassi di installazione globali previsti e dalle curve di apprendimento. Il tasso di attualizzazione finanziaria applicato per annualizzare i costi è pari al 7% per ogni tecnologia e Paese. Sebbene possa essere fortemente influenzato dalla maturità di una tecnologia, inclusa l'esperienza specifica del paese con la tecnologia, e il rating creditizio di un paese⁶⁴, abbiamo ipotizzato che i paesi europei siano sufficientemente simili da utilizzare un tasso di sconto costante. Per le soluzioni decentralizzate, come il fotovoltaico sul tetto o i piccoli serbatoi d'acqua, si considera un tasso di sconto pari al 4% sulla base del presupposto che gli individui abbiano aspettative di rendimento del capitale inferiori⁶⁵. Le capacità già installate, ovvero le capacità esistenti nel 2020 o le capacità installate in un anno precedente il cui ciclo di vita non è terminato, sono incluse esogenamente nel modello. Per ogni fase temporale, il costo totale del sistema include il costo annualizzato e di esercizio per gli asset di nuova installazione e per le capacità esogene fissate. Per quei generatori a combustibile fossile che sono stati installati in un anno precedente e non sono utilizzati a causa del rigoroso vincolo sulle emissioni di CO₂, i loro costi annualizzati sono inclusi nel costo totale del sistema (vedi Fig. 2 nella sezione Risultati) purché alla fine della loro vita tecnica presunta non è stata raggiunta. Per stimare il costo cumulato di ogni percorso di transizione, si sommano i costi annualizzati per tutti gli anni ipotizzando un tasso di sconto sociale del 2%. Questo tasso rappresenta il modo in cui la società confronta gli investimenti in anni lontani con gli investimenti nel presente ed è scelto rispetto al tasso di crescita medio dell'1,6% negli ultimi 20 anni nell'Unione Europea. Il prezzo della CO₂ non è un input per il modello, ma un risultato che si ottiene tramite il moltiplicatore di

Lagrange/Karush-Kuhn-Tucker associato al vincolo globale della CO₂, **PERCHÉ**

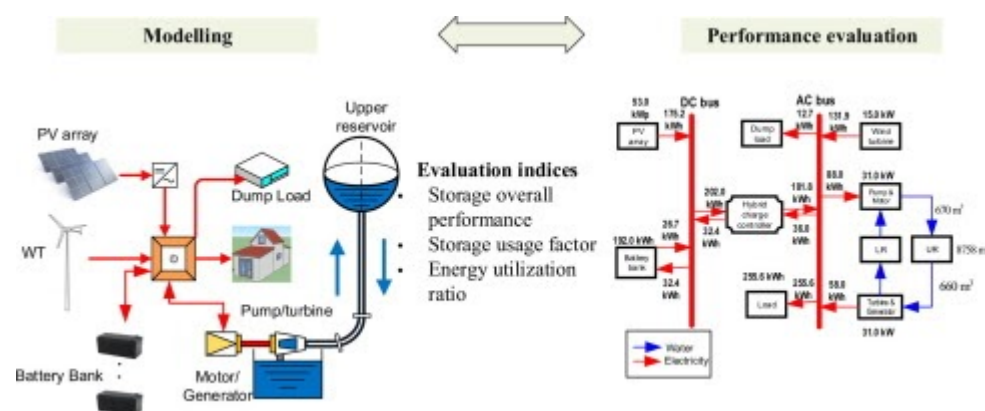
L'ACCUMULO DI ENERGIA | TECNOLOGIE IDROELETTRICO

POMPATO. La gravità è una forza potente e inevitabile che ci circonda in ogni momento e che è anche alla base di una delle più consolidate tecnologie di accumulo di energia, l'energia idroelettrica pompata. Attualmente il tipo più comune di accumulo di energia sono gli impianti idroelettrici di pompaggio e abbiamo impiegato questa tecnologia di accumulo a gravità su larga scala per la maggior parte del secolo scorso negli Stati Uniti e in tutto il mondo. Una diga idroelettrica si basa sull'acqua che scorre attraverso una turbina per creare elettricità da utilizzare sulla rete. Al fine di immagazzinare energia per utilizzarla in un secondo momento, esistono diversi progetti che utilizzano pompe per elevare l'acqua in una piscina trattenuta dietro una diga, creando una fonte di energia su richiesta che può essere liberata rapidamente. Quando è necessaria più energia sulla rete, l'acqua di quella piscina viene fatta scorrere attraverso le turbine per produrre elettricità. A causa dell'immensa scala raggiunta attraverso queste applicazioni, questo è il tipo più comune di accumulo di energia a livello di rete basato sui megawatt installati oggi.

Stoccaggio idroelettrico pompato-Gli impianti di stoccaggio idroelettrico pompato immagazzinano energia sotto forma di acqua in un serbatoio superiore, pompata da un altro serbatoio a un'altezza inferiore. Durante i periodi di elevata richiesta di elettricità, l'energia viene generata rilasciando l'acqua immagazzinata attraverso le turbine allo stesso modo di una centrale idroelettrica convenzionale. Durante i periodi di bassa domanda (di solito le notti o fine settimana in cui anche l'elettricità costa meno), il serbatoio superiore viene ricaricato utilizzando l'elettricità a basso costo dalla rete per pompare l'acqua nel serbatoio superiore. I gruppi pompa-turbina/motore-generatore reversibili possono fungere sia da pompe che da turbine. Le stazioni di pompaggio si differenziano dalle tradizionali centrali idroelettriche in quanto sono un consumatore netto di energia elettrica, a causa delle perdite idrauliche ed elettriche sostenute nel ciclo di pompaggio dai serbatoi inferiori a quelli superiori. Tuttavia, questi impianti sono in genere altamente efficienti (l'efficienza di andata e ritorno raggiunge oltre l'80%) e può rivelarsi molto vantaggiosa in termini di bilanciamento del carico all'interno del sistema di alimentazione complessivo. Gli impianti di pompaggio possono essere molto economici a causa dei differenziali di prezzo di punta e non di punta e del loro potenziale per fornire servizi di rete ausiliari critici.

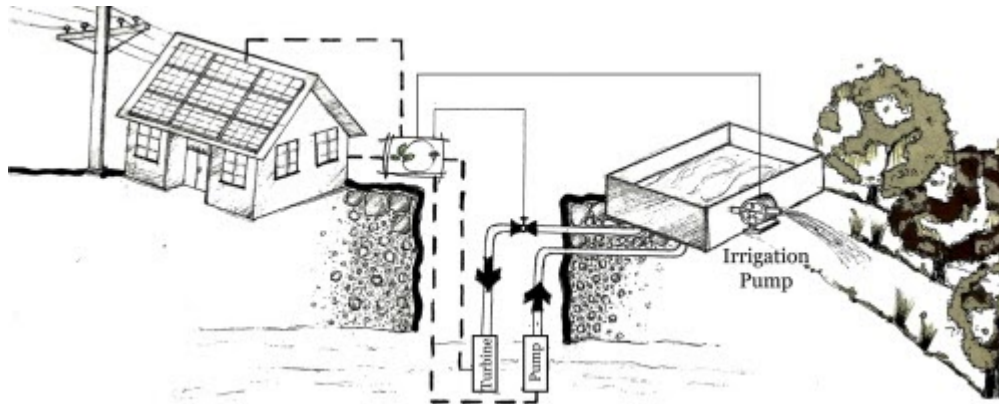
È molto difficile per un singolo accumulo di energia realizzare un sistema di energia rinnovabile (RE) off-grid che sia pienamente efficiente e affidabile, a meno che non ci siano un generatore sovradimensionato e capacità di accumulo che alla fine portano a un carico di scarico elevato, a causa dell'elevata variabilità e intermittenza di risorse RE. In questo studio, viene proposto un sistema ibrido pompato e accumulatore (HPBS) per rendere il sistema RE off-grid più affidabile e sostenibile. In primo luogo viene realizzato il dimensionamento dei generatori RE e degli

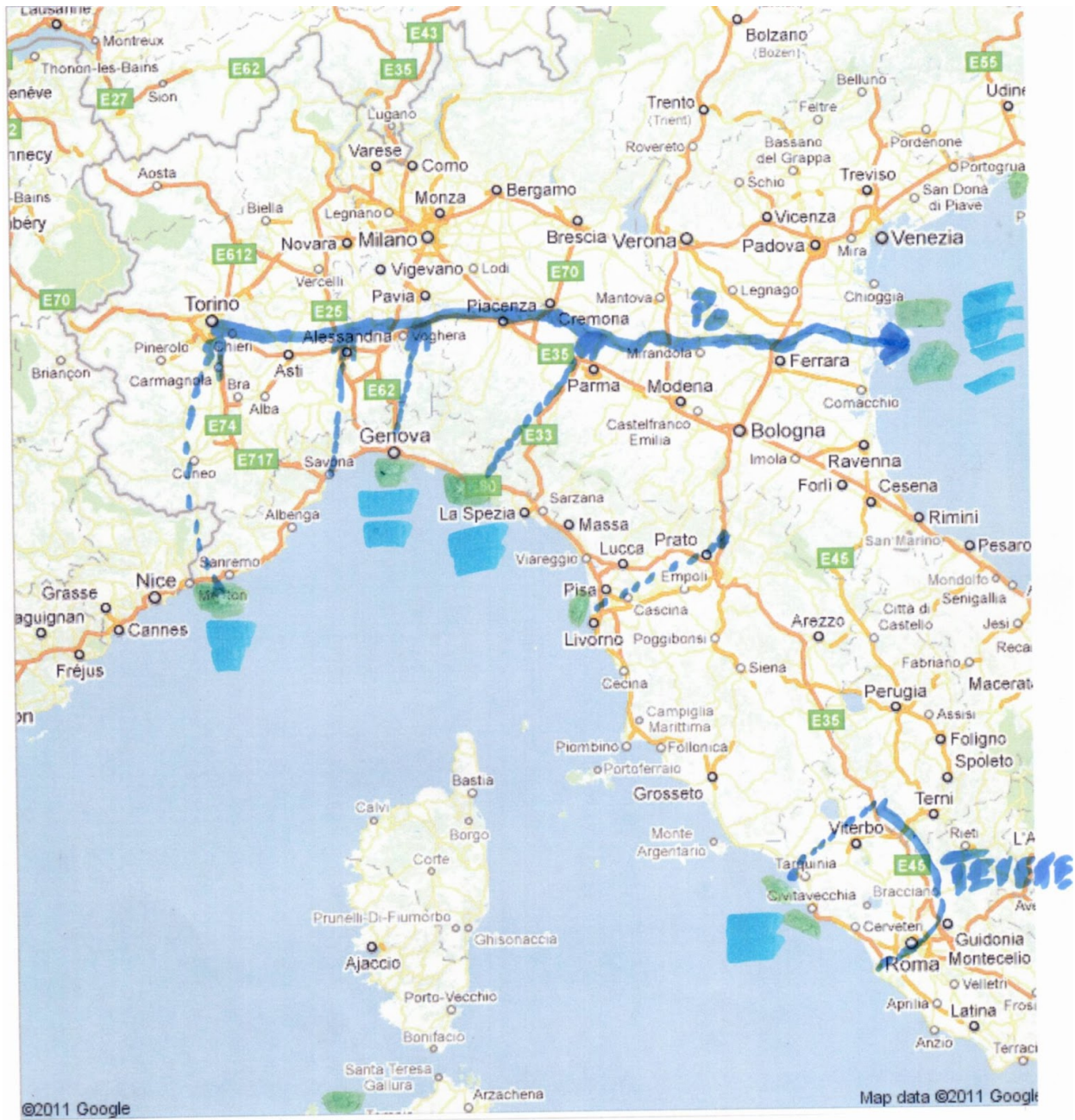
accumulatori di energia, quindi viene sviluppata una nuova strategia operativa del sistema RE basato su HPBS, considerando l'intervallo operativo della macchina pompa-turbina reversibile, per estrarre la massima energia immagazzinata facendo funzionare HPBS con efficienza ottimale. Nel modello proposto, la batteria viene utilizzata solo per far fronte a deficit energetici molto bassi considerando la carenza di potenza netta e lo stato di carica, mentre l'accumulo idroelettrico di pompaggio funge da accumulo principale per l'elevata domanda di energia. Per garantire la funzionalità di ogni accumulo di energia, la strategia operativa HPBS è sviluppata in base al range operativo, sia in scarica/carica, della macchina pompa-turbina reversibile che è definito dopo diversi casi di simulazione. Per l'analisi delle prestazioni HPBS vengono presi in considerazione alcuni indicatori tra cui le prestazioni complessive dello storage (SOP), il rapporto di utilizzo dell'energia (EUR) e il fattore di utilizzo dello storage (SUF). Si osserva che impiegando la turbina idraulica con funzionamento nell'intervallo dal 20% al 100%, è possibile ottenere un SUF elevato per l'accumulo pompato mentre il SOP della batteria è elevato a causa di un piccolo flusso regolare di energia da essa. Dopo un anno di simulazione, il SOP e il SUF complessivi di HPBS sono calcolati rispettivamente come 66,4% e 7,3%, mentre EUR dell'intero sistema è 16,5%. Infine, viene analizzato il bilancio energetico del sistema proposto per rivelare le prestazioni operative dettagliate di HPBS.



Si propone anche un nuovo progetto di microgrid per l'accumulo idrico con pompaggio fotovoltaico, che è più conveniente rispetto ai sistemi a batteria fotovoltaica. L'infrastruttura di irrigazione esistente viene modificata per immagazzinare energia a basso costo. Questo sistema di accumulo di energia pompa l'acqua dal fondo di un pozzo d'acqua a un serbatoio a livello del suolo per immagazzinare l'energia in eccesso sotto forma di energia potenziale gravitazionale. Questa acqua immagazzinata può essere restituita al pozzo attraverso una turbina per generare elettricità pulita quando è necessaria, oppure può essere utilizzata per l'irrigazione. Questa microrete necessita di un sistema di gestione complesso che tenga conto della generazione di energia, della domanda di energia, della domanda di acqua, della tariffa energetica e delle perdite del sistema per determinare la potenza della pompa, la portata della turbina e i tempi di irrigazione. Il sistema di gestione dell'energia proposto considera lo stato attuale e futuro del sistema e confronta il risparmio sui costi e il reddito di immissione per ogni decisione utilizzando due metodi di previsione e un algoritmo di ottimizzazione multilivello. Le prestazioni del sistema di gestione sono verificate sperimentalmente su pompa e turbina reali. L'obiettivo di questo studio non è solo gestire la potenza della pompa e la portata della turbina, ma anche gestire i tempi di irrigazione e il volume d'acqua. I risultati mostrano che l'aggiunta di irrigazione e gestione dell'acqua aiuta il sistema di gestione dell'energia a utilizzare l'acqua immagazzinata in modo più efficiente. Di conseguenza, i costi dell'elettricità sono ridotti di oltre il 31% rispetto ai metodi di gestione esistenti. Il sistema proposto è

simulato in MATLAB per calcolare i costi annuali dell'elettricità.







Come funziona l'accumulo idroelettrico pompato

I progetti idroelettrici di accumulo di pompaggio forniscono capacità di accumulo di energia e vantaggi accessori alla rete di trasmissione negli Stati Uniti e in Europa sin dagli anni '20. Oggi, i 43 progetti di pompaggio operanti negli Stati Uniti forniscono circa 23 GW (dal 2017), o quasi il 2%, della capacità del sistema di alimentazione elettrica secondo l'Energy Information Administration (EIA).

L'energia idroelettrica con pompaggio può fornire bilanciamento energetico, stabilità, capacità di stoccaggio e servizi di rete ausiliari come il controllo della frequenza di rete e le riserve. Ciò è dovuto alla capacità degli impianti di pompaggio, come altri impianti idroelettrici, di rispondere a variazioni di carico elettrico potenzialmente grandi in pochi secondi. L'accumulo di pompaggio è stato storicamente utilizzato per bilanciare il carico su un sistema, consentendo a grandi fonti di generazione nucleare o termica di funzionare al massimo dell'efficienza. Un progetto di stoccaggio con pompaggio sarebbe tipicamente progettato per avere da 6 a 20 ore di stoccaggio del serbatoio idraulico per il funzionamento a. Aumentando la capacità dell'impianto in termini di dimensioni e numero di unità, la generazione di accumulatori idroelettrici di pompaggio può essere concentrata e modellata per soddisfare i periodi di maggiore domanda, quando ha il maggior valore.

I progetti di storage di pompaggio forniscono anche vantaggi accessori come capacità di consolidamento e riserve (sia incrementali che decrementali), potenza reattiva, capacità di black start e riserva di rotazione. Nella modalità di generazione, i turbogeneratori possono rispondere molto rapidamente alle deviazioni di frequenza proprio come possono fare i generatori idroelettrici convenzionali, aumentando così il bilanciamento e la stabilità complessivi della rete. In entrambe le modalità turbina e pompa, l'eccitazione del generatore-motore può essere variata per contribuire al carico di potenza reattiva e stabilizzare la tensione. Quando non generano né pompano, le macchine possono essere azionate anche in modalità condensatore sincrono o possono essere azionate per fornire una riserva di rotazione, fornendo la capacità di raccogliere rapidamente il carico o bilanciare la generazione in eccesso.

•I piani di espansione delle energie rinnovabili su larga scala in India dovrebbero concentrarsi sul miglioramento della flessibilità del sistema energetico.

•I generatori termici ad azione rapida, le interconnessioni e l'accumulo di energia possono essere le principali fonti di flessibilità in India a supporto dell'integrazione rinnovabile.

•Sono necessari nuovi meccanismi di regolamentazione e modelli di mercato per promuovere nuove risorse flessibili e costose come lo storage.

•Il livello di penetrazione, le scelte tecnologiche e le strutture politiche relative alle fonti di flessibilità dovrebbero supportare gli obiettivi di sviluppo nazionale.

•Sono necessarie nuove strategie di modellazione per riflettere i requisiti di flessibilità a breve termine nella pianificazione del portafoglio a lungo termine.

Il funzionamento affidabile e stabile del sistema di alimentazione richiede flessibilità, oltre all'adeguatezza della capacità. I componenti di sistema tradizionali hanno una flessibilità limitata per sopprimere ampie variazioni del sistema, oppure il loro ruolo è limitato a causa della mancanza di disposizioni normative adeguate e di una progettazione del mercato inefficiente.

La Commissione Europea e il Ministero Mite in Italia, su pressione della lobby gas, sta riconsiderando la posizione del gas fossile importato nella sua tassonomia della finanza sostenibile riconoscendo il ruolo del combustibile fossile nel mantenere le luci accese durante i picchi di domanda di elettricità, ma dimentica che:

-i pompaggi su bacini fluviali e interconnessioni via d'acqua, anche a scavalco Alpi-Appennini, possono produrre 10.000 TWh annui in Europa e l'investimento

per 27 paesi è di 250 miliardi di euro. Il costo medio utilizzando anche volumi di acqua di mare desalinizzata, immessa nel sistema, è di 10 euro MWh con una efficienza dello 80%.

-Il progetto italiano pompaggi in 20 Regioni (comprese Sud e Isole) è di 3.000 TWh annui con un investimento di 45 miliardi e ci meravigliamo che Arera e Enea siano contrari

-Il progetto specifico Valtellina è di 1500 TWh con un investimento di 5 miliardi e prevede il salvataggio dei principali ghiacciai tra cui lo Stelvio, con uno specifico innevamento notturno da energia in eccesso.

-Gas verdi: si dimentica spesso che tramite Power to gas possiamo produrre da 1040 TWh di elettricità da pompaggi, 100 miliardi di m³ di gas verde ottimo per teleriscaldamento in ogni Comune

-Idrogeno verde: i fossili hanno fornito alla Commissione e Governo italiano dati falsi su idrogeno verde dato che utilizzando l'energia dei pompaggi, si produce per elettrolisi a 0,50-1,50 euro a Kg di idrogeno verde che è la metà dei costi dell'idrogeno blu, tanto strambazzato dai petrolieri. Utilizzando l'elettrolisi abbiamo molto ossigeno O₂ indispensabile per usi sanitari, serre, allevamenti pesci-alghe-crostacei

-Chimica verde Caffese seguendo le ottime indicazioni della chimica verde tedesca è in grado di sostituire progressivamente la materia prima elettricità da pompaggi al gas/oil utilizzato oggi in chimica fossile.

-Idrogeno blu da vietare perché prodotto con gas fossile ed i test su sistemi CCUS sono pericolosi.

L'errore italiano dell'idrogeno blu preclude po...

-Accuse di Greenwashing se passa la proposta delle centrali gas a bilanciare le rinnovabili dato che i pompaggi lo fanno a costi 10 volte minori. L'esecutivo dell'UE sta attualmente redigendo un regolamento per la finanza sostenibile, elaborando una serie completa di criteri che definiscono ciò che può essere considerato un investimento "verde" nell'Unione europea. Le bozze di regole - o "atti delegati" in gergo dell'UE - sono

una parte essenziale dei piani per portare la finanza privata a bordo con la transizione dell'Europa verso un'economia a zero emissioni di carbonio e prevenire il greenwashing da parte delle aziende che fanno false affermazioni ambientali. Tuttavia, i gruppi ambientalisti hanno espresso la preoccupazione che una proposta trapelata per espandere il mandato del gas fossile nella tassonomia potrebbe di per sé equivalere a un greenwashing. "Il feedback delle parti interessate ha evidenziato che la generazione di energia a gas svolge un ruolo importante nel garantire l'affidabilità della fornitura di elettricità compensando i tempi di bassa generazione con la generazione intermittente di energia rinnovabile (eolica, solare) e contribuendo alla stabilità della rete", afferma la proposta trapelata. Per riconoscerlo, il progetto di testo propone due opzioni:

Il primo riconosce un ruolo per i "combustibili gassosi e liquidi" nel fornire un ruolo di riserva per la generazione di elettricità, a condizione che **"le emissioni dirette di gas a effetto serra dell'attività siano inferiori a 244gCO₂e / kWh" o le emissioni del ciclo di vita siano "inferiori a 820 kgCO₂e per kW di capacità installata netta. "**

Se passa questa proposta, tutte le centrali a gas italiane vanno chiuse

Il secondo è creare una nuova categoria che riconosca "il ruolo della generazione di elettricità a gas" nella stabilità della rete, a condizione che "l'attività sia associata a emissioni di gas serra del ciclo di vita inferiori a 820 kgCO₂e per kW di capacità installata netta per anno." **Questo sarebbe un vero greewashing, un trucco per far marciare centrali gas fuori norma per bilanciare la rete rinnovabile solare e vento, dato che i pompaggi, lo fanno meglio a costi inferiori di 1/10 cioè 10 euro MWh i pompaggi e 100 euro MWh il gas.**

"Si può presumere che una centrale elettrica a gas utilizzata specificamente per mantenere l'affidabilità dell'approvvigionamento elettrico contribuendo alla stabilità della rete possa funzionare fino a 2.000 ore all'anno", afferma il progetto di testo. **Qualcuno dimentica che stoppare e riaccendere una centrale gas, implica una perdita del 30% che qualcuno deve pagare e allora si mette nei costi delle bollette agli italiani come fa Arera in Italia.** Ciò consentirebbe agli impianti a gas che operano per meno di 2.000 ore all'anno di rientrare in una categoria di "transizione" nella tassonomia della finanza sostenibile perché "garantirebbero l'affidabilità dell'approvvigionamento elettrico" fino a quando le loro ore di esercizio non scenderanno a zero entro il 2050. Come regola generale, la Commissione europea non commenta mai documenti trapelati. **Il gas naturale**

è un "avvertimento" nella transizione energetica, ammette l'UE

? Mentre i progetti sui combustibili fossili sono in teoria esclusi dai finanziamenti dell'UE, il gas naturale continuerà a svolgere un ruolo chiave nella sostituzione del carbone, contribuendo nel contempo a costruire un'infrastruttura per l'idrogeno al minimo costo, ha detto giovedì (28 maggio) il capo del clima dell'UE Frans Timmermans.

Anche Eurogas, un'associazione di categoria, si è rifiutata di commentare in modo specifico la fuga di notizie, ma ha formulato un'osservazione generale a sostegno della formulazione proposta dalla Commissione.

"I combustibili gassosi dovrebbero essere riconosciuti per la loro capacità di guidare la transizione nei prossimi anni, anche come supporto per volumi crescenti di energia rinnovabile intermittente", ha affermato Laura Bosetti, consulente politico di Eurogas.

"Ciò potrebbe riflettersi nell'atto delegato stabilendo criteri per tali attività abilitanti e transitorie che potrebbero essere classificate come attività sostenibili. Con la decarbonizzazione del settore del gas, queste attività andranno oltre le attività di "transizione" e di "abilitazione" per fornire direttamente la mitigazione del cambiamento climatico ", ha detto a EURACTIV.

Ma gli attivisti verdi dicono che il cambiamento non ha nulla a che fare con le energie rinnovabili o la stabilizzazione della rete.

"È una scappatoia etichettare il gas fossile come 'verde'", ha affermato Luca Bonaccorsi della ONG ecologica Trasporti e Ambiente (T&E). "Alcune prime stime mostrano che più della metà del gas europeo potrebbe scivolare attraverso la scappatoia e sifonare i fondi destinati a sostenere la transizione verde".

"E 'greenwashing al suo peggio", ha detto..La Commissione europea ha assunto una posizione ambivalente sul gas. Pur insistendo sul fatto che il gas fossile deve essere ridotto a zero entro il 2050, il capo del clima dell'UE **Frans Timmermans ha affermato che continuerà a svolgere un ruolo chiave per sostituire il carbone nella produzione di energia e costruire un'infrastruttura per l'idrogeno al minimo costo** .Tuttavia, il gas è rimasto finora fuori dalla tassonomia della finanza verde a causa delle emissioni di carbonio associate alla combustione del carburante. Ciò ha causato clamore tra un gruppo di dieci Stati membri dell'UE, che hanno minacciato di porre il veto al regolamento della

tassonomia verde della Commissione, [rimandando l'esecutivo dell'UE al tavolo da disegno](#) .Bruxelles ha rinviato le regole della finanza verde dopo che 10 stati dell'UE hanno esercitato il veto.La Commissione europea è stata costretta a ritardare la pubblicazione di dettagliate norme di attuazione sulla tassonomia della finanza sostenibile dell'UE a causa dell'enorme numero di commenti ricevuti e della minaccia di blocco da parte degli Stati membri dell'UE orientali e meridionali, può rivelare EURACTIV.Ora, i critici sostengono che la Commissione si sta spingendo troppo oltre nelle sue concessioni agli Stati membri dell'UE pro-gas.

I governi di Austria, Danimarca, Irlanda, Lussemburgo e Spagna hanno scritto alla Commissione, esprimendo preoccupazione per “proposte provenienti da vari Stati membri” per aumentare la soglia per il gas e chiedendo all'esecutivo Ue di tenere i combustibili fossili fuori dalla tassonomia.

"Accogliamo con favore gli sforzi compiuti a favore di un atto delegato basato sulla scienza che rifletta l'effettivo contributo di ciascuna tecnologia e settore alla transizione energetica e al raggiungimento di un'UE climaticamente neutra entro il 2050 al più tardi", si legge nella lettera.

La tassonomia non dovrebbe quindi incentivare alcun nuovo investimento in infrastrutture per i combustibili fossili che porti a un blocco delle risorse ad alta intensità di carbonio ”, continua.

La Commissione sta “facendo irruzione nella lobby del gas”, ha detto il gruppo di conservazione WWF, sottolineando che la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico è già affrontata nella politica dell'UE dai cosiddetti “meccanismi di capacità”.

Con i criteri aggiornati, fino alla metà di tutte le centrali elettriche a gas dell'UE potrebbero essere etichettate come "attività di transizione", ha affermato il WWF, citando i [dati dell'Agenzia europea dell'ambiente su turbine a gas e motori nel 2019](#) .

"Questa proposta dell'ultimo minuto è scandalosamente contraria alla scienza del clima e distruggerebbe la credibilità dell'intera tassonomia dell'UE", ha detto Sebastien Godinot, un economista presso l'ufficio UE del WWF."Al di là di svilire la tassonomia, questa stessa proposta è in completa contraddizione con le ambizioni del presidente von der Leyen per il Green Deal europeo e gli obiettivi

climatici più elevati dell'UE, e screditerebbe la leadership climatica globale dell'UE", ha detto Godinot. I critici avvertono anche che il cambiamento potrebbe indebolire la credibilità dell'UE su un palcoscenico globale subito dopo la visita dell'inviato statunitense per il clima John Kerry a Bruxelles e mentre il Regno Unito elabora la propria tassonomia. "La reputazione del Green Deal è in gioco", ha affermato Kate Levick, leader del programma di finanza sostenibile presso E3G, un think tank sul clima. "Se l'UE dovesse abbandonare l'uso della scienza per definire quali investimenti sono verdi, il mondo dovrebbe guardare ad altri leader internazionali - inclusi Stati Uniti e Regno Unito - per aprire la strada alla transizione economica per raggiungere gli obiettivi del Accordo di Parigi entro la metà del secolo ", ha detto Levick. "L'offuscamento delle etichette minerebbe l'efficacia della tassonomia come bussola per gli investitori e rischierebbe di bloccare preziose finanze private in soluzioni ad alto rischio dannose per il clima", ha aggiunto Lisa Fischer, leader del programma per le infrastrutture energetiche presso E3G.

Ci sono alcune dichiarazioni curiose e numeri di una singola fonte distribuiti in molti dati sbagliati sull'impronta carbonio. Cominciamo con il criterio attualmente proposto di 2.256 kgCO₂eq / kgH₂. Dove si colloca questo rispetto all'H₂ prodotto utilizzando fonti rinnovabili?

Vento a terra. L'IPPC nel 2018 ha stimato l'impronta di carbonio del vento nell'intervallo da 8 gms / kWh a 20 gms. Questa gamma riflette il fatto che le turbine in luoghi ventosi producendo più elettricità e quindi hanno un ingombro inferiore. (Si stima che il fotovoltaico abbia un'impronta da 14 a 45 e il nucleare 12).

Per produrre 1 kg di H₂ sono necessari tra i 50 ei 55 kWh di elettricità. 50-55 x 8-20 fornisce 0,400 kg fino a 1,1 kg di Co₂ per kg di H₂. Quindi quello che possiamo dire è che l'uso del vento o del nucleare per produrre H₂ darà un'impronta compresa tra 0,4 kg e 1,1 kg Co₂ / kg H₂. Anche il peggiore dei casi PV fornisce un'impronta pari ai criteri proposti.

Naturalmente, questo non include l'impronta di CO₂ dell'elettrolizzatore. I numeri menzionati nella lettera alla Commissione suggeriscono che gli elettrolizzatori rappresentano più che raddoppiare l'impronta. La signora Labatut, presumibilmente, facendo riferimento ai numeri Ademe per H₂ dal fotovoltaico, osserva: "Se guardi quanto emette per produrre idrogeno con il solare fotovoltaico, facendo una corretta valutazione del ciclo di vita, è anche di circa 3 o 3,2 kgCO₂ / kgH₂ ".

Spacchettiamo questo per un momento: sappiamo che il fotovoltaico fa qualcosa nella gamma da 0,7 kg Co₂ / kg H₂ fino a 2,4 kg Co₂ / kg H₂. Includere gli elettrolizzatori comporta un enorme aumento da 0,7 a 3. Anche il 2,4 - 3,2 è una differenza del 30%. Questo mette in discussione i numeri Ademe, e viene da chiedersi su cosa si basino. Per chiarezza, il

principale materiale di consumo su qualsiasi elettrolizzatore è la pila. Dai un'occhiata a una turbina eolica: l'impronta principale di CO₂ è ciò che vedi: l'acciaio. In confronto c'è poco acciaio in un elettrolizzatore.

Quanto agli Scandics? Guardando i dati in tempo reale, la Svezia si attesta a 44gms / kWh, quindi il 2.256 (numero molto preciso tra l'altro) funzionerebbe ancora - idem la Francia (lo stesso).

Guardando i recenti progetti H₂ spagnoli, la maggior parte accoppia gli elettrolizzatori direttamente a PV (Naturgy e Iberdrola). Naturalmente è possibile che mancano dettagli di questi progetti. Ma non ci vuole un genio per indovinare che se hai 400 MW di PV e 60 MW di elettrolizzatori, questi ultimi funzioneranno principalmente con l'elettricità del primo (idem Iberdrola e 100 MW / 20 MW) con impronte H₂ inferiori a 2 kg / kg H₂. Per quanto riguarda la soglia esclusa H₂ "blu" - guardando i numeri (di nuovo): 10kgCo₂ / kg H₂ usando SMR, bolt on CCS che può estrarre e immagazzinare il 90% e hai un'impronta non veritiera e troppo bassa di 0,9kg / kgH₂. La soglia piu' alta esclude il blu anche perchè i tests sui progetti sono disastrosi. Spostare la soglia a 3 o più farà sicuramente bene. Per quanto riguarda l'esclusione degli elettrolizzatori collegati in rete, perché? Non c'è nulla che possa impedire accordi di rivestimento tra proprietari / operatori di elettrolizzatori e generatori rinnovabili. Con un'adeguata orodatario dei kWh generati / utilizzati, c'è poco per impedire una tale disposizione. Le persone che hanno firmato la lettera hanno tutto il diritto di presentare un punto di vista alla Commissione, anche se questo punto di vista si basa su un'unica fonte (Ademe). Il mio suggerimento alla Commissione è che sia necessaria una certa chiarezza sull'impronta di CO₂ rispetto agli elettrolizzatori. Uno sguardo superficiale su Internet mostra che i dati sull'argomento sono nella migliore delle ipotesi scarsi, quindi è necessario un po' di lavoro in questo settore. I dati di Ademe per le ragioni sopra esposte, ovvero il retro dei calcoli della busta, sembrano deboli / incerti.

10 anni per risolvere il problema dell'intermittenza

elettrica e invece ritorniamo al gas e idrogeno

blu. Caffese scrive alla cortese attenzione del Governo e del

Ministro della Transizione prof. Cingolani. (-email viene accettata

dal 40% e respinta dal 60% tra cui Enea ed alcuni

Ministeri).

-rimettere l'idrogeno blu ed il gas significa un danno di 100 miliardi di importazioni fossili ed il blocco dell'idrogeno verde, dei gas verdi e della chimica verde

-un danno al PIL italiano di 125 miliardi per la industria energia e manifatturiera che si trova a pagare bollette del 40% piu' alte della media europea

-un danno enorme sulla elettrizzazione dei trasporti e della industria 5.0. Terna ha sbagliato le previsioni sui 300-400 TWh di consumo, forse sperando che i paesi connessi ci diano l'elettricità che ci serve con i bilanciamenti (vedi cari accordi con Montenegro) ma se l'Italia vuole una industria in sviluppo deve passare dai 300 TWh attuali a 960 TWh. Chi non capisce questo snodo essenziale, frena solo lo sviluppo italiano in industria. Sappiamo bene che la Commissione vuole ridurre i consumi elettrici-energetici ma si riferisce al fossile e non ai pompaggi essenziali. Poi quelli che predicano di bilanciare la rete con batterie sono ridicoli perché una cosa sono le batterie in mobilità, altra cosa sono batterie in serie per bilanciare. I tedeschi l'hanno provato ed è stato un flop con incendi alle batterie e blackout.

-sulla digitalizzazione di energia e industria 5.0 dovremmo scrivere 500 pp ma non abbiamo ancora approvato i 450 MHz per digitalizzare la rete energia rinnovabile. E ci piacerebbe sapere se vogliamo fare un altro monopolio.

L'agenzia di rete tedesca ([BNetzA](#)) ha assegnato una radiofrequenza dedicata all'industria energetica del paese che dovrebbe fungere da linea di comunicazione di emergenza in caso di gravi blackout o altre interruzioni del sistema elettrico. La decisione dell'agenzia di assegnare le licenze per la frequenza di 450 megahertz (MHz) alla società privata 450connect GmbH, un'alleanza di fornitori di energia, metterebbe il paese "sulla buona strada verso la digitalizzazione della transizione energetica e dei trasporti" fornendo una rete radio a prova di blackout, ha [detto il](#) capo di [BNetzA](#) Jochen Homann . L'accesso alla radiofrequenza aveva causato una [concorrenza tra l'industria energetica tedesca e i servizi di sicurezza nazionale](#), compresa la polizia, poiché entrambi hanno rivendicato la rete a 450 MHz per diventare più autonomi dal sistema elettrico del paese. Alla fine di novembre dello scorso anno, l'agenzia ha infine deciso che ai fornitori di infrastrutture critiche, oltre all'industria energetica anche ai fornitori di acqua dolce, dovrebbe essere data la frequenza per consentire loro di ripristinare rapidamente la funzionalità in caso di interruzione del sistema. Mentre sia

l'industria energetica che i servizi di sicurezza considerano una linea di comunicazione a prova di blackout una risorsa chiave per garantire la loro capacità di operare, il sistema elettrico nazionale tedesco è [tra i più stabili al mondo](#) .

-possibilità di un mix di elettricità italiano basato in gran parte sulle energie rinnovabili è ora all'interno della gamma di possibilità, a condizione che siano soddisfatte 10 sfide:

1.predisporre 3.000 TWh di pompaggi su vie d'acqua e integrazione di acqua di mare desalinizzata con un investimento 45 miliardi in 20 Regioni tramite il Consorzio Interregionale Pompaggi e Idrogeno verde di cui 960 TWh vanno in rete elettrica permettendo di compensare o bilanciare 300 TWh eventuali di solare-vento-biomasse-geotermico.Tutte le turbine usate sono free pass-fish.

2.passaggio via power to gas alla tedesca di 1040 TWh elettrici in 100 miliardi di m.3 di R.gas decentrati in 20 Regioni

3.solo idrogeno verde da elettrolisi utilizzando subito 70 TWh elettrici dei pompaggi per arrivare ad un costo di 0,50-1,50 euro al kg idrogeno verde

4.Compensare la variabilità dell'energia eolica e solare con i pompaggi e non con il gas come detto sbagliando nella SEN e Pniec,Terna bilancia anche a caro prezzo con hydro Montenegro ma ci fa ricadere in import e costi elevati(noì vedemmo 150 euro MWh che era una truffa,poi GSE disse che pagava 70 euro + costi Terna trasmissione,mentre noi possiamo produrre a 10 euro MWh con i pompaggi connessi.

5.Mantenere la stabilità della rete e soprattutto avere l'energia per l'elettrizzazione della industria 5.0,L'errore vero riscontrabile nel Pniec e Previsioni Terna è tenere il consumo troppo basso sui 300 TWh annui ,invece che

960TWh che nasconde la possibilità segreta di utilizzare centrali gas⁶. Essere in grado di ricostituire le riserve e i margini di offerta,

7. Evolvere in modo significativo la rete elettrica, decentrandola per Regioni in modo da eliminare per sempre i blackout da import o da neve o mancanza di acqua, dato che integriamo il sistema con acqua di mare desalinizzata, tutto in digitale e 6G. Mi attendo le reazioni Eni e dico subito che il teleriscaldamento cittadino deve essere fatto con R.gas e non con gas importato, levando anche reniezioni metano profonde. hub LNG e idrogeno blu che negli USA stanno vietando come gli inceneritori dato che producono diossina mortale. Cio' Eni o si converte alla chimica verde da elettrico o lo deve fare il Consorzio Interregionale Pompaggi-Ricariche e Idrogeno verde. Posso dare una mano all'Eni utilizzando il loro gas per produrre oro ma è una tecnologia segreta.

8. Stabilizzare le bollette luce e gas con sconto del 40% sulle tariffe attuali e su un consumo triplicato di energia pulita come francesi (1400 TWh) e tedeschi (1100 TWh). Noi abbiamo previsto 300 TWh che è ridicolo. Si veda la tabella Terna che plafonando a 300 TWh dice di non avviare l'elettrificazione industriale e trasporti 5.0 in Italia. E' vero che l'Europa vuole meno consumo energetico, ma si riferisce ai fossili e gas, e non si riferisce all'elettricità verde da pompaggi che è la vera materia prima per sostituire oil/GAS. Questa chimica verde da elettrico purtroppo non è insegnata come in Germania, Cina, Usa. La Cina studia persino caldo-freddo da nucleare e pompaggi, cosa fattibile da noi solo con i pompaggi che non sono tra 2 invasi ma sono una connessione mare desalinizzato, appennino a 600 m e dietro il fiume Po-Arno-Tevere e dove non ci sono abbiamo il mare. Enea ha fatto un errore a dire che non ci sono siti pompaggi dato che non considera fiumi, scavalco appenninico e mare. Sono 36 GWh per Km.2 x 1000 KM.2 cioè 36 TWh giorno x 360 gg annui., meno 20 % di pompaggi e desalinizzazione.. Fonte. Tabella Consumi Elettrici Terna. Ma è ovviamente la questione dell'intermittenza delle energie rinnovabili a porre il problema maggiore. Una questione molto dibattuta negli ultimi anni e che trova la sua

soluzione grazie a tre assi principali: impianti di stoccaggio dell'energia elettrica su larga scala, sviluppo dell'idrogeno e del biogas-biometano da plasma rifiuti e biomasse controllabili, miglioramento degli impianti elettrici. *10. dal 2030 non sarà più possibile continuare ad aumentare la quota di energie rinnovabili senza sviluppare la flessibilità pompaggi in modo molto significativo*", il che equivale a dire che abbiamo 10 anni per aumentare la problema di intermittenza. Oggi, la maggior parte delle soluzioni che consentono di rispondere alla domanda di intermittenza - in particolare l'accumulo tramite batterie o la creazione di unità controllabili con idrogeno e biogas - esistono già come prototipi. È la loro scalabilità che è stata dimostrata ma richiede anche maggiori investimenti in ricerca e sviluppo, rispetto ai pompaggi. La flessibilità della domanda ha un potenziale di sviluppo significativo per integrare nuovi usi nell'equilibrio del sistema elettrico. Stiamo pensando qui alle auto elettriche che sono sia vettori di stoccaggio che di consumo; la potenzialità dell'idrogeno o del biogas di soddisfare le esigenze di riscaldamento al fine di limitare l'utilizzo di energia elettrica o anche una gestione intelligente dei consumi e, suo corollario, la sobrietà degli usi. Ecco come salvare il ghiacciaio dello Stelvio e produrre energia elettrica tutti i giorni che di notte può essere utilizzata come eccesso energia per neve artificiale sui ghiacciai. In definitiva possiamo produrre 1.000 TWh dal precedente progetto Valtellina e 500 TWh da progetto specifico Stelvio,

 [Progetto di salvataggio ghiacciaio Stelvio e pr...](#)

Rispondo anche alle varie domande: 1. dato che siamo in montagna quello che conta è l'altezza tra laghi che vale 36 GWh a km.2 per 600 metri di dislivello e conta molto l'effetto catena tra laghi o invasi 2. nello idroelettrico tradizionale conta molto la massa o volume d'acqua da lavorare ma ha un limite nelle piogge e dipende dal meteo. Ma molti di questi progetti furono stoppati dagli abitanti in valle. Personalmente andai con mia auto a vedere l'invaso ex Enel sopra la Val di Genova (TR) che fu stoppato anche se il salto era di 1.000 metri. Si potrebbe recuperare con diga bassa non ai bordi ma girando le condutture verso Ponte di Legno (cioè verso la Lombardia) e si potrebbe difendere con pompaggi, il ghiacciaio dell'Adamello dove si incontrarono il Papa e Pertini. 3. Nei

miei progetti si recuperano 1.000 Km di strade bianche per biciclette e si potrebbe inventare una tappa eroica del giro d'Italia su strada bianca in salita come era ai primordi⁴. Caffese intende recuperare tutti gli invasi dei pompaggi per allevamenti pesci pregiati (storioni-salmerini) e avviare l'industria del caviale valtellinese e della affumicazione del salmerino e in certi invasi crostacei di acqua dolce. e gamberi d'acqua che una volta popolavano i fiumi⁵. La disponibilità maggiore d'acqua nei comuni interessati permette riforestazioni e rimpianti di piante da frutta ed in basso di castagneti per funghi ed in certe aree vocate sviluppare le coltivazioni di tartufi come in Francia e di certi funghi allevabili. Quale contributo può dare alla protezione del clima l'uso della CO₂ è molto controverso. Solo dopo una sentenza del tribunale, CCU è stata parzialmente riconosciuta nello scambio di quote di emissioni. La Commissione Europea sta affrontando la questione in modo strategico, l'Agenzia Federale per l'Ambiente mette in guardia dall'essere troppo ambiziosi. Il fumo è noto per essere pericoloso per la salute. Chi accende una sigaretta inala migliaia di sostanze chimiche, alcune delle quali tossiche. Uno dei più innocui è il carbonato di calcio sintetico (PCC), che assicura che la carta dei bastoncini luminosi brilla così bianca. La polvere di calce artificiale è ottenuta da un prodotto di scarto dal trattamento del calcare naturale - dall'anidride carbonica (CO₂). "Lo facciamo da più di 60 anni", afferma Kai Schäfer, amministratore delegato dell'omonima società Schäfer Kalk di Hahnstätten in Renania-Palatinato, a proposito di Tagesspiegel Background. Quando la roccia calcarea viene bruciata a 1000 gradi Celsius, viene deacidificata, cioè la CO₂ viene espulsa. Ciò che rimane è la calce viva, materia prima per vari materiali da costruzione come malta e arenaria calcarea o per fertilizzanti. Invece di soffiare la CO₂ nell'aria, viene trasformata con la calce viva in PCC, un prodotto di alta qualità che viene utilizzato solo in mercati di nicchia come la carta per sigarette. Schäfer calcola che una tonnellata di PCC contiene 440 chili di CO₂. In qualità di azienda ad alta intensità energetica, Schäfer Kalk deve acquistare i diritti di inquinamento atmosferico per una piccola parte delle sue emissioni come parte del sistema europeo di scambio di quote di emissioni (ETS). Secondo l'attuale direttiva ETS, questo obbligo si applica anche alla CO₂ legata nel PCC, sebbene non entri nemmeno nell'atmosfera. Secondo le sue stesse dichiarazioni, la Commissione Europea voleva creare il minor numero possibile di scappatoie attraverso le quali le aziende potessero evitare il commercio di certificati di CO₂. Pertanto, secondo la direttiva, solo la CO₂ immagazzinata geologicamente è considerata non emessa. Tali progetti CCS sono stati una rarità assoluta fino ad oggi. La sentenza della Corte di giustizia europea obbliga Bruxelles ad agire. Schäfer non ha voluto lasciare che questa disparità di trattamento si opponga e ha agito nel 2013 dinanzi al tribunale amministrativo di Berlino, che ha consegnato il caso alla Corte di giustizia europea (CGUE) nel 2015. Alla fine, ha concordato con l'attore all'inizio del 2017 e ha quindi stabilito un precedente. Il rifiuto dell'UE di riconoscere la cattura e l'utilizzo del carbonio (CCU) come riduzione delle

emissioni è stato dichiarato illegale dai giudici. Il legislatore europeo è stato quindi costretto ad agire. Come conseguenza diretta della sentenza, l'articolo 49 del Regolamento sul monitoraggio dell'UE 2018/2066 è stato modificato in modo che CCU sia ora esente dallo scambio di emissioni solo nel caso in cui la CO₂ sia inclusa nel PCC. Di conseguenza, Schäfer Kalk non ha più bisogno di acquistare certificati per circa 25.000 tonnellate di CO₂ ogni anno, risparmiando più di mezzo milione di euro nel 2019, con un prezzo medio nell'ETS di 25 euro per tonnellata. Schäfer Kalk è l'unico produttore di PCC in Germania, ce ne sono alcuni altri in Europa come il leader di mercato francese Imerys. Nei prossimi anni, il numero di coloro che possono contare gli usi di CO₂ nell'ETS aumenterà molto probabilmente in modo significativo. È probabile che la norma dell'articolo 49 venga estesa ad altri settori industriali. In vista del nuovo obiettivo dell'UE di neutralità climatica entro il 2050 e dell'imminente riforma dell'ETS per il prossimo decennio, secondo l'Agenzia federale dell'ambiente (UBA), la Commissione europea ha deciso di lavorare strategicamente sulla questione della CCU, probabilmente in sede legislativa. annunciato per la prossima estate il pacchetto "Fit for 55".

Lista nera dell'Agenzia federale dell'ambiente. Dalla sentenza della Corte di giustizia delle Comunità europee, l'UBA ha affrontato la questione cruciale di quali applicazioni CCU dovrebbero essere supportate dalla riforma ETS. A tal fine, in uno studio sono stati sviluppati criteri di valutazione e un albero decisionale inteso a supportare una decisione sì / no. Una "lista nera" ha lo scopo di impedire che i processi CCU dannosi per l'ambiente o indesiderabili per altri motivi diventino deducibili. "La CCU in relazione alle emissioni di gas serra fossili non può dare un contributo sostenibile e sostenibile a lungo termine alla protezione del clima", ha spiegato l'UBA quando gli è stato chiesto. A lungo termine, ciò vale anche per le emissioni di processo inevitabili, come quelle causate dalla deacidificazione del calcare. Solo CCU in connessione con la separazione del carbonio atmosferico dall'aria (Direct Air Capture , DAC) ha il potenziale per evitare in modo permanente ulteriori emissioni di gas serra di origine antropica. Per un certo periodo di transizione, il Ministero dell'Ambiente sta finanziando CCU nelle industrie ad alta intensità energetica, la linea guida per il finanziamento è in vigore dal 1 ° gennaio. In particolare, verrebbero messe in discussione le emissioni di processo delle industrie del cemento e della calce, tecnicamente difficili da evitare. I progetti pilota possono anche richiedere finanziamenti dell'UE dal Fondo per l'innovazione (ex NER300), finanziato con entrate derivanti dallo scambio di quote di emissioni. Entro il 2030 saranno disponibili circa dieci miliardi di euro, a seconda dell'andamento dei prezzi dei certificati. Come riportato, la società biotech Electrochaea aveva annunciato un'applicazione, che vuole convertire la CO₂ dalla produzione di calce con idrogeno in metano con l'aiuto di microrganismi primordiali. La Commissione intende incorporare i risultati di tali progetti nella revisione dell'articolo 49. Tuttavia, poiché il fondo per l'innovazione supporta solo

nuove tecnologie rivoluzionarie , è probabile che la produzione di PCC, che è stata provata e testata per decenni nell'industria della calce, venga esclusa.

Confronto sui pompaggi Italia e India. L'integrazione su larga scala delle risorse di energia rinnovabile (RE) (*ad esempio* , solare, eolica) impone ulteriore variabilità e incertezza al sistema esistente e quindi aumenta la necessità di flessibilità. Ci sono varie soluzioni al problema. Rinnovamento del protocollo di funzionamento del sistema con le risorse esistenti, retrofit delle attuali risorse di generazione di energia, espansione della rete, ecc. può fornire un servizio flessibile. Tuttavia, investire in un nuovo tipo di risorse come lo stoccaggio di energia e la risposta alla domanda (DSR) richiede interventi politici e meccanismi di mercato aggressivi.

L'identificazione di risorse flessibili adeguate e la progettazione di strutture politiche adeguate richiedono una pianificazione del sistema a lungo termine. I metodi tradizionali in questo senso devono evolvere per considerare l'impatto su scala operativa dell'integrazione delle RE su larga scala nella fase di pianificazione in modo tale da poter raggiungere gli obiettivi di riduzione delle emissioni di carbonio a lungo termine. L'approccio alla transizione verso un sistema energetico flessibile può variare a seconda del suo stato attuale. Questo documento si concentra sulla prospettiva del settore energetico indiano, che ha ambiziosi obiettivi di integrazione delle energie rinnovabili. Con una configurazione del sistema in rapida evoluzione, le sfide legate alla flessibilità sono elevate in India a causa di infrastrutture deboli, politiche normative inefficienti e metodi di pianificazione aggregati. Questo articolo presenta lo stato attuale del sistema energetico indiano, dettagliando i tipi di tecnologia esistenti, le norme normative e gli obiettivi futuri. Descrive inoltre in dettaglio una revisione completa delle opzioni tecniche pertinenti, dei meccanismi di mercato e degli approcci di pianificazione per la transizione verso un sistema energetico flessibile per l'Italia come per l'India. L'analisi comparata con le esperienze internazionali evidenzia la necessità di un grande cambiamento di paradigma. Una transizione a breve termine per diventare un sistema flessibile può concentrarsi sullo sviluppo di infrastrutture di trasmissione adeguate, sfruttare il potenziale di stoccaggio idroelettrico disponibile e sul retrofit delle centrali elettriche a carbone esistenti. A lungo termine, i meccanismi di mercato innovativi e i cambiamenti normativi dovrebbero guidare gli investimenti in risorse flessibili emergenti come DSR, storage, e metodi di pianificazione aggregata. Questo articolo presenta lo stato attuale del sistema energetico indiano, dettagliando i tipi di tecnologia esistenti, le norme normative e gli obiettivi futuri. Descrive inoltre in dettaglio una revisione completa delle opzioni tecniche pertinenti, dei meccanismi di mercato e degli approcci di pianificazione per la transizione verso un sistema energetico flessibile per l'India. L'analisi comparata con le esperienze internazionali evidenzia la necessità di un grande cambiamento di paradigma. Una transizione a breve termine per diventare un sistema flessibile può concentrarsi sullo sviluppo di infrastrutture di trasmissione adeguate, sfruttare il potenziale di stoccaggio idroelettrico disponibile e sul retrofit delle centrali elettriche a carbone esistenti. A lungo termine, i meccanismi di mercato innovativi e i cambiamenti normativi dovrebbero guidare gli investimenti in risorse flessibili emergenti come DSR, storage, e metodi di pianificazione aggregata. Questo articolo presenta lo stato attuale del sistema energetico indiano, dettagliando i tipi di tecnologia esistenti, le norme normative e gli obiettivi futuri. Descrive inoltre in dettaglio una revisione completa delle opzioni tecniche pertinenti, dei meccanismi di mercato e degli approcci di pianificazione per la transizione verso un sistema energetico flessibile per l'India. L'analisi comparata con le esperienze internazionali evidenzia la necessità di un grande cambiamento di paradigma. Una transizione a breve termine per diventare un sistema flessibile può concentrarsi sullo sviluppo di infrastrutture di trasmissione adeguate, sfruttare il potenziale di stoccaggio idroelettrico disponibile e sul retrofit delle centrali elettriche a carbone esistenti. A lungo termine, i meccanismi di mercato innovativi e i cambiamenti normativi dovrebbero guidare gli investimenti in risorse flessibili emergenti come DSR, storage, Questo articolo presenta lo stato attuale del sistema energetico indiano, dettagliando i tipi di tecnologia esistenti, le norme normative e gli

obiettivi futuri. Descrive inoltre in dettaglio una revisione completa delle opzioni tecniche pertinenti, dei meccanismi di mercato e degli approcci di pianificazione per la transizione verso un sistema energetico flessibile per l'India. L'analisi comparata con le esperienze internazionali evidenzia la necessità di un grande cambiamento di paradigma. Una transizione a breve termine per diventare un sistema flessibile può concentrarsi sullo sviluppo di infrastrutture di trasmissione adeguate, sfruttare il potenziale di stoccaggio idroelettrico disponibile e sul retrofit delle centrali elettriche a carbone esistenti. A lungo termine, i meccanismi di mercato innovativi e i cambiamenti normativi dovrebbero guidare gli investimenti in risorse flessibili emergenti come DSR, storage, norme regolamentari e obiettivi futuri. Descrive inoltre in dettaglio una revisione completa delle opzioni tecniche pertinenti, dei meccanismi di mercato e degli approcci di pianificazione per la transizione verso un sistema energetico flessibile per l'India. L'analisi comparata con le esperienze internazionali evidenzia la necessità di un grande cambiamento di paradigma. Una transizione a breve termine per diventare un sistema flessibile può concentrarsi sullo sviluppo di infrastrutture di trasmissione adeguate, sfruttare il potenziale di stoccaggio idroelettrico disponibile e sul retrofit delle centrali elettriche a carbone esistenti. A lungo termine, i meccanismi di mercato innovativi e i cambiamenti normativi dovrebbero guidare gli investimenti in risorse flessibili emergenti come DSR, storage, norme regolamentari e obiettivi futuri. Descrive inoltre in dettaglio una revisione completa delle opzioni tecniche pertinenti, dei meccanismi di mercato e degli approcci di pianificazione per la transizione verso un sistema energetico flessibile per l'India. L'analisi comparata con le esperienze internazionali evidenzia la necessità di un grande cambiamento di paradigma. Una transizione a breve termine per diventare un sistema flessibile può concentrarsi sullo sviluppo di infrastrutture di trasmissione adeguate, sfruttare il potenziale di stoccaggio idroelettrico disponibile e sul retrofit delle centrali elettriche a carbone esistenti. A lungo termine, i meccanismi di mercato innovativi e i cambiamenti normativi dovrebbero guidare gli investimenti in risorse flessibili emergenti come DSR, storage, meccanismi di mercato e approcci di pianificazione per la transizione verso un sistema energetico flessibile per l'India. L'analisi comparata con le esperienze internazionali evidenzia la necessità di un grande cambiamento di paradigma. Una transizione a breve termine per diventare un sistema flessibile può concentrarsi sullo sviluppo di infrastrutture di trasmissione adeguate, sfruttare il potenziale di stoccaggio idroelettrico disponibile e sul retrofit delle centrali elettriche a carbone esistenti. A lungo termine, i meccanismi di mercato innovativi e i cambiamenti normativi dovrebbero guidare gli investimenti in risorse flessibili emergenti come DSR, storage, meccanismi di mercato e approcci di pianificazione per la transizione verso un sistema energetico flessibile per l'India. L'analisi comparata con le esperienze internazionali evidenzia la necessità di un grande cambiamento di paradigma. Una transizione a breve termine per diventare un sistema flessibile può concentrarsi sullo sviluppo di infrastrutture di trasmissione adeguate, sfruttare il potenziale di stoccaggio idroelettrico disponibile e sul retrofit delle centrali elettriche a carbone esistenti. A lungo termine, i meccanismi di mercato innovativi e i cambiamenti normativi dovrebbero guidare gli investimenti in risorse flessibili emergenti come DSR, storage, sfruttare il potenziale di stoccaggio idroelettrico disponibile e l'ammodernamento delle centrali elettriche a carbone esistenti. A lungo termine, i meccanismi di mercato innovativi e i cambiamenti normativi dovrebbero guidare gli investimenti in risorse flessibili emergenti come DSR, storage, sfruttare il potenziale di stoccaggio idroelettrico disponibile mediante pompaggio e l'adeguamento delle centrali elettriche a carbone esistenti. A lungo termine, i meccanismi di mercato innovativi e i cambiamenti normativi dovrebbero guidare gli investimenti in risorse flessibili emergenti come DSR, storage, ecc. La pianificazione di questa transizione dovrebbe essere progettata utilizzando modelli migliori e approcci di pianificazione che dovrebbero concentrarsi sull'interconnessione di diversi modelli specifici del settore. sistema di potere indiano Integrazione delle energie rinnovabili Flessibilità del sistema di alimentazione Riduzione delle energie rinnovabili Mercati energetici e normative Pianificazione del sistema di alimentazione

1 . introduzione

L'India ha espresso piani aggressivi di espansione delle energie rinnovabili (RE) per raggiungere i suoi obiettivi di sviluppo sostenibile, *vale a dire* ridurre la dipendenza dai combustibili importati, rispettare l'obbligo del cambiamento climatico e garantire il 100% di accesso all'ambiente elettricità per la sua gente. Diversi meccanismi politici, come l'obbligo statale di portafoglio rinnovabile (RPO), i certificati di energia rinnovabile (REC), l'ammortamento accelerato e la tariffa feed in sono stati promulgati per promuovere la generazione di energie rinnovabili [3] , [4] , [5] , [6] . Nel 21 ° Conferenza delle parti (dicembre 2015, Parigi), l'India ha annunciato l'intenzione di raggiungere il 33%-35% in meno di intensità di emissione per unità di PIL entro il

2030, rispetto al livello del 2005, come parte del suo contributo determinato a livello nazionale (NDC). Include anche l'obiettivo di raggiungere il 40% di capacità di generazione cumulativa di energia elettrica non basata su combustibili fossili entro 2030 [7]. Per questi obiettivi, l'India ha annunciato di aumentare la sua capacità di raggiungere RE fino a 175 GW entro il 2022 [1] (Fig. 1). Aggiungendo a questo obiettivo, recentemente il presidente indiano ha affermato di aumentare la capacità totale di RE oltre 175 GW a 450 GW entro il 2030 [8]. La politica tariffaria nazionale 2016 ha proposto di aumentare l'obiettivo RPO solare dal 3% all'8% nel 2022 (esclusa l'energia idroelettrica) [9]. Pertanto, con varie iniziative centrali e statali, l'India si sta attualmente concentrando fortemente sulle fonti di energia rinnovabile e si prevede una crescita costante che può superare il tasso di aumento della capacità di generazione convenzionale.

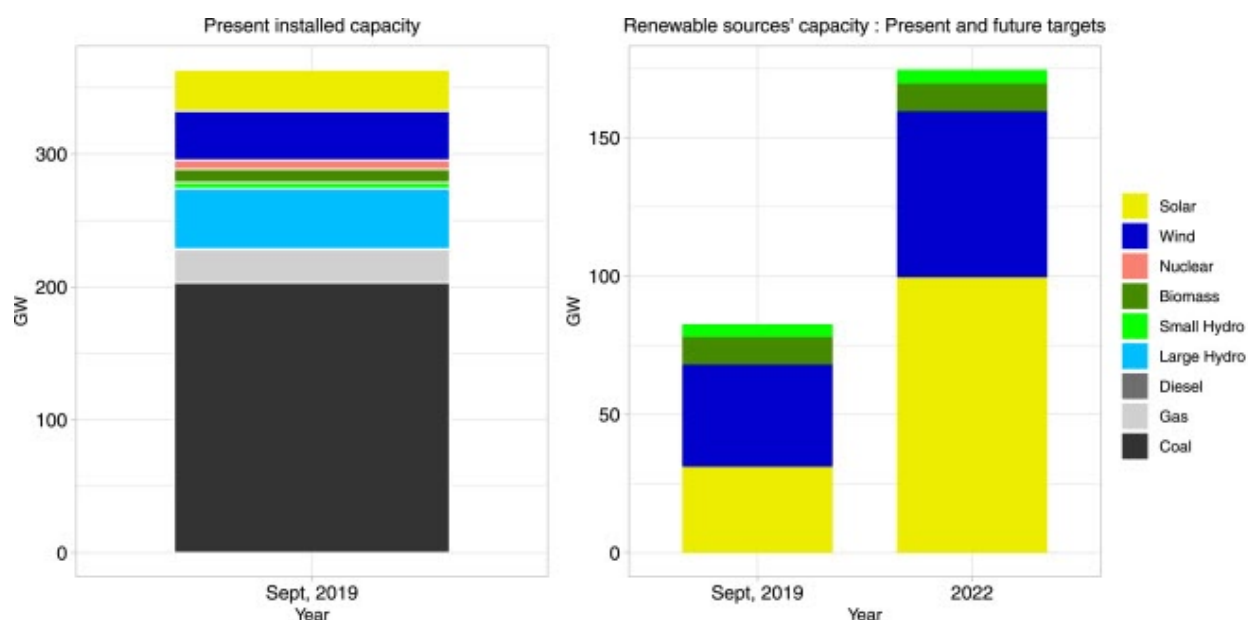


Figura 1. Attuale mix di capacità e futuri obiettivi ER dell'India [1], [2]. L'attuale capacità di generazione di energia installata su scala industriale dell'India è di circa 364 GW con una quota del 63% di risorse basate su combustibili fossili (Fig. 1). La capacità di generazione captive è di circa 58 GW, costituita principalmente da impianti a carbone, gas e petrolio. In termini di generazione, la quota totale di combustibili fossili è ancora intorno all'80% con RE che contribuisce per circa il 9% (Fig. 2). Con elevati obiettivi di integrazione delle energie rinnovabili, l'attuale mix di generazione aumenterà nei prossimi anni. I piani di espansione dell'energia rinnovabile dell'India sono costituiti da solare ed eolico che sono fonti variabili di elettricità. L'ulteriore variabilità associata a queste fonti relazioni sulla stabilità e sull'affidabilità del sistema di alimentazione e richiede una maggiore flessibilità del sistema esistente. La flessibilità è la capacità di un sistema o di una risorsa/e di alimentazione di rispondere in modo affidabile e rapido a qualsiasi cambiamento nelle condizioni operative in varie scale temporali [10], [11], [12], [13]. La flessibilità di una risorsa di sistema può essere compresa in tre dimensioni: gamma di potenza in uscita (MW), velocità di resistenza della potenza in uscita (MW/min) e durata della fornitura di energia (MWh). Una singola risorsa non può sempre rispondere in queste tre diverse dimensioni e gli operatori devono tenere un portafoglio diversificato di componenti flessibili per il quotidiano. Le risorse con un'ampia gamma tra la potenza massima e minimi possono rispondere a un'ampia gamma di variazioni, mentre altre con tempi di risposta rapidi possono attenuare qualsiasi rapido squilibrio in breve tempo. Le entità con la capacità di fornire energia in un arco di tempo più lungo possono offrire capacità per affrontare i disturbi per una durata lunga [11], [12]. Alla luce della maggiore penetrazione delle RE, garantire i requisiti di flessibilità del sistema in più scale temporali è fondamentale per combattere l'ulteriore variabilità e incertezza. I sistemi di alimentazione tradizionali gestiscono l'incertezza della domanda e le interruzioni delle apparecchiature utilizzando la riserva operativa, la contingenza e l'analisi della sicurezza. RE estende la variabilità e l'incertezza esistenti su un'ampia scala spaziale e temporale, il che richiede una risposta più rapida dalle risorse di sistema. Sebbene vi sia consenso sull'importanza della flessibilità rispetto a una maggiore penetrazione delle energie rinnovabili, l'identificazione di opzioni tecnologiche appropriate per un sistema energetico nazionale è ancora difficile. Incertezza tecnico-economica di nuove risorse flessibili come lo storage e il loro costo più elevato rispetto alle opzioni esistenti (ad es. centrali a gas) e metodi di pianificazione inefficienti sono la causa principale di ciò.

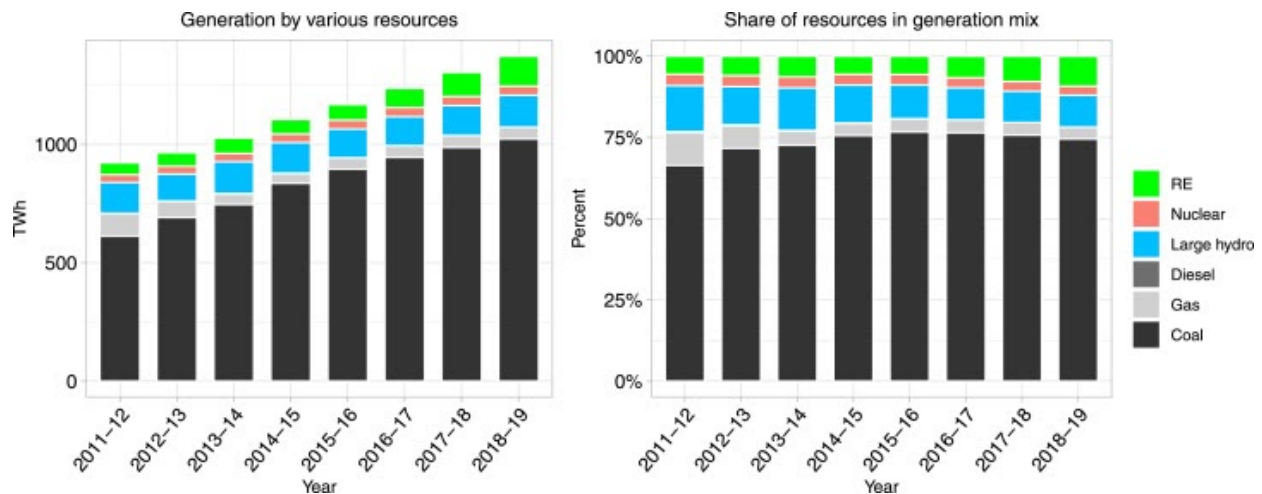


Figura 2 . Il mix generazionale storico dell'India [14] .Per l'India, i requisiti di flessibilità stanno aumentando con l'aumento degli obiettivi di espansione delle RE. Gli obiettivi di questo articolo sono identificare opzioni tecniche adeguate, meccanismi politici e approcci di modellazione nel contesto indiano per supportare la flessibilità del sistema. Vengono esaminate le sfide affrontate da altri paesi che hanno raggiunto una quota elevata di ER nel loro portafoglio di generazione e sono stati effettuati confronti per identificare strategie che potrebbero essere utilizzate per mitigare le sfide in India.La sezione successiva discute le sfide relative al funzionamento e alla pianificazione associate all'integrazione delle energie rinnovabili su larga scala nel sistema energetico indiano. La terza sezione identifica l'idoneità delle diverse opzioni di flessibilità a questo proposito. La quarta sezione evidenzia la necessità di meccanismi politici nuovi e innovativi per risorse flessibili per integrarli nella struttura del sistema esistente. I limiti delle attuali metodologie di pianificazione sono stati delineati nella Sezione cinque, insieme a possibili miglioramenti per identificare la capacità flessibile. Infine, la sesta sezione riassume i risultati e trae le conclusioni.2 . Sfide con l'integrazione delle RE variabili su larga scala e le sue implicazioniL'integrazione su larga scala dell'energia solare ed eolica potrebbe avere un impatto sia sul funzionamento del sistema energetico che sulle strategie di pianificazione (Fig. 3). Per un paese in via di sviluppo come l'India, entrambe le domande sono ugualmente rilevanti e devono essere nella loro totalità. In questa sezione, questi problemi sono evidenziati con enfasi sulla flessibilità del sistema.

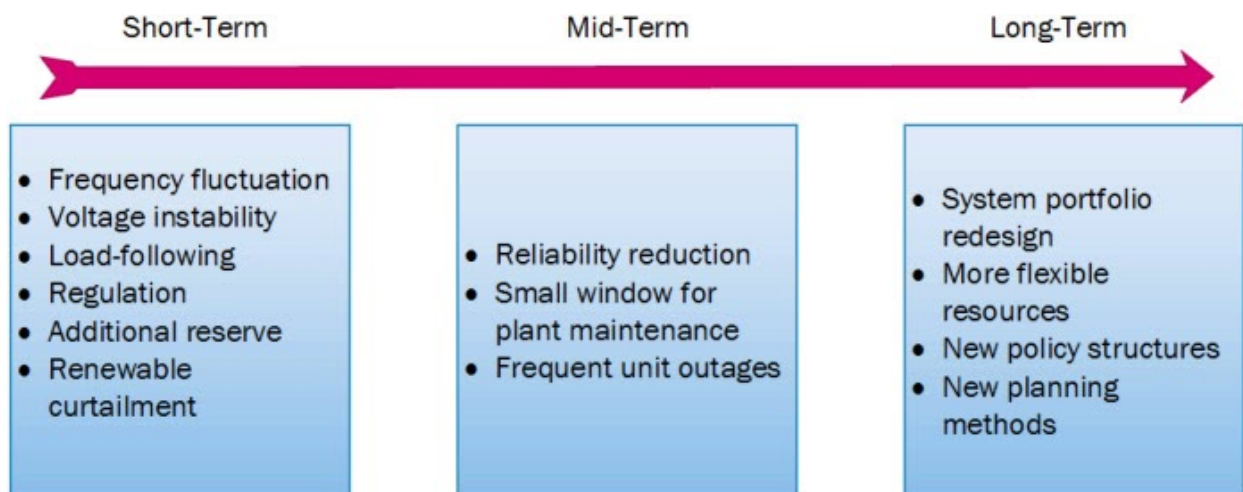


Figura 3 . Cronologia dell'impatto della variabilità RE sul sistema di alimentazione.2.1 . Impatto dell'integrazione RE su larga scala sul funzionamento del sistema di alimentazione.Ci sono tre sfide principali associate all'integrazione dell'energia solare ed eolica; variabilità temporale, incertezza dell'output e specificità del luogo [15] . La variabilità temporale della generazione di RE rende l'offerta non correlata con il modello della domanda, creando così sfide relative alla gestione del sistema per gli operatori.

L'incertezza della generazione degli impianti di RE crea sfide legate alla programmazione poiché le previsioni di generazione di RE deviano in tempo reale di funzionamento [16], [17]. Infine, l'improvviso afflusso di produzione dai generatori di RE nelle regioni ad alto potenziale di risorse crea una congestione della rete localizzata. A causa dell'obbligo di polizza, i generatori RE sono spesso utilizzati in condizioni di funzionamento obbligatorio. Pertanto, i generatori convenzionali servono il carico residuo o netto, che fluttua ampiamente a causa della variabilità combinata tra RE e domanda. Generatori termici convenzionali (es. centrali a carbone) hanno diversi vincoli operativi da mantenere per un funzionamento stabile. Non possono essere spenti, avviati o aumentati e diminuiti frequentemente a causa di problemi di degrado dell'efficienza, aumento delle emissioni di carbonio, deterioramento delle apparecchiature e riduzione della durata. Inoltre, non possono contenere la generazione di RE in eccesso abbassando la loro produzione oltre un certo limite. Pertanto, questi impianti possono fornire solo un supporto di flessibilità limitato per la variabilità RE a breve termine. Gli impianti idroelettrici con serbatoio hanno tassi di rampa elevati e possono aiutare a mitigare la variabilità del sistema, ma i vincoli ambientali e di irrigazione spesso limitano le loro capacità di bilanciamento. La congestione della rete dovuta a capacità insufficiente o norme di sicurezza limita anche l'evacuazione dell'energia elettrica in eccesso.

2.1.1 . Riduzione delle energie rinnovabili

Il funzionamento stabile del sistema di alimentazione richiede il bilanciamento del carico e della generazione in ogni momento. In periodi di sovragerazione da ER, l'inflessibilità dei generatori termici e i criteri di sicurezza della rete possono limitare il pieno utilizzo della generazione di RE disponibile [18]. Questa riduzione intenzionale della generazione da generatori di RE variabili è indicata come riduzione di RE, che ha conseguenze operative oltre che economiche [19]. Riduce il fattore di capacità dei progetti di ER, aumenta i tempi di ammortamento e i costi di finanziamento e rende difficile raggiungere gli obiettivi di emissione di gas a effetto serra [20]. In diversi paesi, la riduzione dell'IR è stata un problema associato all'integrazione dell'IR su larga scala. I livelli di riduzione dell'energia eolica sperimentati negli Stati Uniti differiscono sostanzialmente in base alla regione e all'utilità. Nell'Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), nel 2009 è stata osservata una riduzione del 17% dell'energia eolica, che si è ridotta al 4% nel 2012 e all'1,6% nel 2013. In questo caso le ragioni principali sono state l'inadeguatezza della trasmissione, l'eccesso di offerta e la progettazione inefficiente del mercato [21]. In California Independent System Operator (CASIO), la riduzione si verifica a causa dell'eccesso di offerta, dei vincoli di rampa dei generatori, della congestione delle linee e dello stato di funzionamento obbligatorio delle centrali idroelettriche in primavera. Qui, all'inizio del 2014, sono stati registrati 19,39 GWh di riduzione del vento [20]. La Bonneville Power Administration (BPA) riporta una riduzione del vento di circa il 2%, principalmente a causa della carenza di capacità di riserva. Il livello di riduzione del vento dell'1%-4% nel Midcontinent Independent System Operator (MISO) e dell'1%-2% nella società di servizi pubblici del Colorado è normale [21]. In Cina, l'energia eolica totale ridotta nel periodo 2010-2013 è stata di circa 60 TWh, con alcune province che hanno registrato tassi di riduzione di circa il 30% nel 2012. Ciò è dovuto principalmente alla capacità di trasmissione limitata e alla mancata corrispondenza tra i profili di generazione e consumo [22], [23], [24], [25]. I tassi di riduzione di diversi paesi europei sono bassi, nonostante abbiano conseguito significativi di conseguimento delle ER. Una rete fortemente interconnessa e un mercato energetico internazionale ben funzionante sono le due ragioni principali qui [25]. La riduzione della produzione sta diventando una preoccupazione anche in India con l'aumento della penetrazione dell'energia solare ed eolica. Paesi come gli Stati Uniti, la Cina e la Germania con migliori protocolli di gestione della rete e infrastrutture hanno assistito a sostanziali riduzioni nel vicino passato, ed è probabile che uno scenario simile si ripeta qui se non vengono adottate strategie di mitigazione appropriate. La riduzione dell'energia elettrica è già stata osservata in stati come il Rajasthan e il Tamil Nadu a causa della capacità di trasmissione inadeguata e della riluttanza delle società di distribuzione ad acquistare energia elettrica più costosa. In Tamil Nadu, gli impianti solari fotovoltaici attualmente affrontano riduzioni fino al 50%-100%, a causa della mancata corrispondenza del profilo tra generazione e domanda [28]. Altri stati come Telangana, Karnataka, Andhra Pradesh e Jharkhand affrontano imminenti sfide di riduzione a causa degli attuali piani di espansione della capacità fotovoltaica. Sebbene la capacità di trasmissione inadeguata sia spesso citata come la principale causa di riduzione in India, altri fattori, come l'inflessibilità dei generatori termici a carbone, strategie operative improprie e protocolli di pianificazione, stanno diventando sempre più importanti [29].

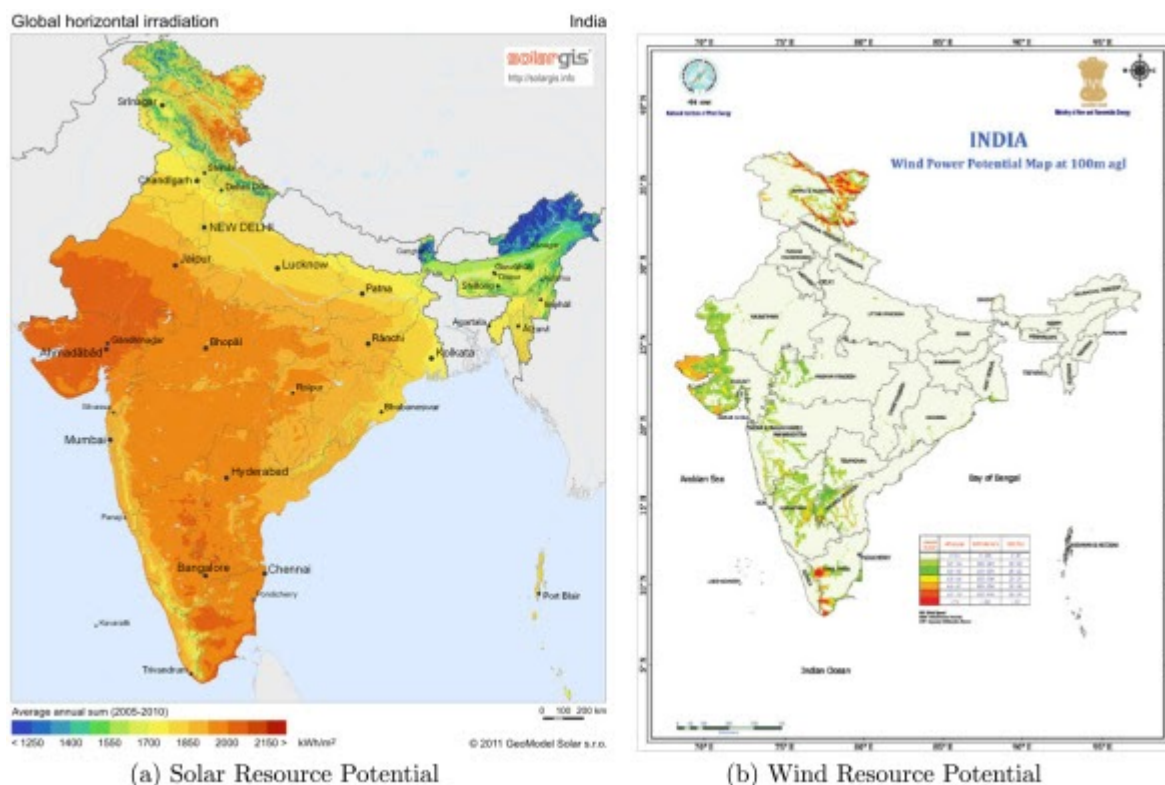


Figura 4 . Potenziale delle risorse eoliche e solari dell'India [26] , [27] .

2.2 . Impatto dell'integrazione RE su larga scala sulla pianificazione del sistema energetico power

Ottimizzare la capacità delle energie rinnovabili, l'ubicazione, i tempi e la pianificazione dell'introduzione progressiva di risorse flessibili su un lungo arco di tempo è essenziale per lo sviluppo del sistema energetico nazionale. Questi compiti vengono eseguiti come parte della pianificazione a lungo termine per alcuni interessi politici. La struttura del sistema di alimentazione esistente può gestire un certo grado di variabilità e incertezza domanda e dall'interruzione dell'unità utilizzando la riserva controllabile (es. centrali termiche). Un adeguamento del protocollo di funzionamento del sistema può supportare solo fino a un certo livello di accesso RE. Con l'introduzione su larga scala dell'incertezza e della variabilità della generazione, l'adeguamento operativo da solo non è sufficiente ed è necessaria una copertura degli investimenti. La specificità dell'ubicazione delle risorse ER è una delle principali sfide legate alla pianificazione. I siti con buone risorse (elevata intensità solare, densità di energia eolica), situati lontano dai centri di carico, spesso creano problemi legati alla trasmissione. In India, la distribuzione geografica delle risorse solari ed eoliche non è uniforme o correlata spazialmente con la domanda. Il potenziale solare è elevato negli stati occidentali mentre il potenziale eolico è elevato nelle aree costiere occidentali e meridionali (Fig. 4a , 4b). È quindi necessaria un'elevata capacità di trasmissione interstatale e interregionale per evacuare l'energia elettrica nelle aree deficitarie. Gli impianti solari ed eolici richiedono meno tempo di installazione rispetto all'infrastruttura di rete, poiché garantire la precedenza è un processo che richiede tempo. Pertanto, l'energia rinnovabile deve essere ridotta fino a quando l'infrastruttura di trasmissione non sarà completamente sviluppata. È inoltre degno di nota il fatto che lo sviluppo di un corridoio di trasmissione massiccio esclusivamente per RE è spesso antieconomico, poiché potrebbe essere sottoutilizzato a causa della variabilità naturale o della riduzione della generazione. In questi casi è quindi necessaria un'analisi costi-benefici adeguata su un lungo arco di tempo.

La flessibilità operativa può essere sfruttata da varie fonti, come storage, interconnessione, demand side response (DSR) e generatori ad azione rapida. Ho Recenti miglioramenti delle turbine eoliche con Trasmissioni Continuamente Flessibili possono also consentire un funzionamento Flessibile [30] , [31] . È necessaria un'analisi per sottovalutare l'utilità di queste opzioni in diversi scenari tecnico-economici [32] . Queste

risorse anche di una spinta politica innovativa per competere con quelle esistenti. Gli effetti di queste politiche, insieme all'apprendimento tecnologico, al potenziale di riduzione dei costi, all'accettabilità sociale e di mercato, ecc., devono essere compresi in un arco di tempo per una ottimale pianificazione del portafoglio.

La riduzione dell'energia elettrica si verifica a causa dell'inflessibilità operativa, ma ha accesso relativo alla pianificazione perché lo sviluppo di capacità flessibile come corridoi di trasmissione, stoccaggio, ecc. ha tempi di consegna più lunghi rispetto all'installazione di centrali elettriche rinnovabili. La riduzione della riduzione non sia auspicabile dal punto di vista economico, fornisce flessibilità al sistema quando altre misure non sono disponibili o sono costose. D'altro canto, concedere la riduzione porterebbe un eccesso di capacità di ER. Dal punto di vista nazionale, potrebbe portare a un aumento del costo effettivo dell'approvvigionamento energetico che sarebbe dannoso per le sue prospettive di crescita. Pertanto, le attività di valutazione dovranno giudicare se la riduzione ha un effetto positivo o negativo a lungo termine e decidere il suo livello ammissibile ottimale dal punto di vista della progettazione del sistema [33].

Anche la pianificazione dell'ubicazione delle centrali energetiche rinnovabili è importante in quanto l'aggregazione geografica dei generatori di energia rinnovabile su una vasta area utilizzando la rete elettrica porta a un significativo livellamento statistico delle fluttuazioni dei singoli generatori, riducendo le difficoltà di integrazione associate [34]. A questo proposito sono necessarie una pianificazione significativa relativa all'ubicazione degli impianti RE, alla realizzazione delle linee di trasmissione, al coordinamento tra le autorità di bilanciamento di area.

3 . Opzioni di flessibilità per l'India per supportare l'integrazione del pronto soccorso su larga scala

Pertanto, i piani di integrazione delle ER variabili su larga scala dovrebbero essere supportati da una capacità flessibile adeguata e adeguata. Diverse opzioni di flessibilità sono state implementate in tutto il mondo per mitigare questa variabilità. Allo stesso modo, per l'India, le opzioni di flessibilità per supportare l'integrazione delle IR sono diverse. In questa sezione vengono discusse solo le opzioni chiave per l'India, *ad es.* generazione flessibile, accumulo di energia, interconnessione, DSR e miglioramenti delle pratiche operative del sistema.

3.1 . Flessibilità dal lato dell'offerta

3.1.1 . Impianti a carbone

I generatori termici a carbone dominano il portafoglio di generazione di energia dell'India. La penetrazione dell'energia solare ed eolica aumenterebbe in futuro, le centrali termiche a carbone continuerebbero a contribuire in modo significativo alla quota di generazione complessiva. Pertanto, gli impianti devono essere più flessibili, con velocità di rampa più elevate e limite minimo di generazione inferiore. La maggior parte di questi impianti in India sono installati per garantire l'adeguatezza della generazione, che fornire supporto per il servizio. Anche se alcune unità retrofit e nuovi sono adatti per un funzionamento più veloce, ancora il tecnico, economico e sfide politiche relative **1** **limitarli a supportare la variazione delle risorse su larga scala, senza compromettere le prestazioni e la durata.** La generazione da questi impianti può essere ridotta solo fino al 70% della capacità nominale al di sotto della quale generalmente è necessario il supporto petrolifero. L'uso del petrolio è antieconomico, il che limita l'ulteriore sostegno [35]. In India, il tempo minimo di avvio delle unità di generazione a carbone è di circa 15-24 ore e in caso di avvio nei fine settimana può arrivare fino a 2 giorni. Ciò crea problemi di portato, portando a costi operativi elevando e limitando lo spegnimento del generatore. ALCUNE grandi Centrali di Generazione centrale Non Sono utilizzate per Scopi di bilanciamento (funzionano a Potenza Costante) poiché Gli static con allocazione Condivisa **2** evitano di Pagare la Tariffa per la Capacità when utilizzano Una Capacità inferiore [35]. Di recente, il ministero dell'Energia ha ricevuto diverse misure per il funzionamento delle centrali a carbone esistenti e per le future espansioni della capacità. Di seguito sono riportati relativamente dei passi intrarsi dal ministero dell'Energia per quanto le centrali elettriche a carbone insieme ad alcune raccomandazioni.

1. La Central Electricity Regulatory Commission (CERC) ha specificato il 55% della capacità installata come limite di carico minimo per i generatori termici centrali e interstatali 3 [38] .

2. Tutte le centrali elettriche inefficienti a carbone più vecchie di 25 anni devono essere sostituite da moderne unità supercritiche. Sono più flessibili di quelli tradizionali e offriranno una migliore flessibilità ed efficienza a carico parziale. La National Thermal Power Corporation, sta già migliorando la sua capacità di 11 GW di vecchi impianti inefficienti entro i prossimi cinque anni [39] . Nel sistema vengono introdotti anche impianti su tecnologie ultra-supercritiche [40] .

3. Il rinnovamento e l'ammodernamento delle vecchie centrali termiche esistenti è in continua evoluzione attraverso il retrofit, i controlli regolari e la manutenzione. Queste iniziative potrebbero aumentare l'efficienza, la capacità di rampa e la ciclabilità di questi impianti [40] , [41] .

4. Idealmente, gli impianti flessibili alimentati a carbone possono velocità di rampa del 4-8%/min, tempi di avvio di 2-5 ore e limiti di uscita minimi del 20%-40% della valutazione massima [42] . In Danimarca, gli impianti a carbone hanno tassi di rampa fino al 3%-4% della produzione nominale al minuto e possono scendere fino al 10%-20% della produzione massima. In Germania, è comune un limite di funzionamento stabile del 45%-55%. Lo stesso apprendimento potrebbe essere nel caso indiano, in per le centrali elettriche situate negli stati ricchi di RE.

5. L'aggiunta di capacità di carbone in futuro dovrebbe concentrarsi su tecnologie in grado di fornire capacità di generazione. Pertanto, gli standard di flessibilità devono essere incorporati nel contratto di fornitura come ulteriore criterio per un mercato competitivo per la flessibilità.

3.1.2 . Impianti a gas sostituibili dai pompaggi.

Le centrali elettriche a gas (*ad es.* turbine a gas a ciclo combinato) hanno velocità di rampa elevate, tempi di avviamento inferiori, emissioni inferiori e limiti di generazione inferiori. Pertanto, possono essere utilizzati per supportare la generazione di RE variabile come risorsa flessibile. Le centrali elettriche a gas vengono solitamente utilizzate durante le ore di punta (*ad esempio* , la sera) per scopi di bilanciamento e per fornire un supporto rampante [40] . Tuttavia, la maggior parte degli impianti a gas esistenti in India sono inattivi o operano a un fattore di carico dell'impianto (PLF) ridotto a causa della carenza di carburante (Fig. 5). I piani per aumentare le importazioni di gas dai paesi vicini sono incerti per ragioni geopolitiche. Recentemente, il governo ha preso alcune iniziative in merito alla disponibilità di gas e al miglioramento dell'utilizzo della capacità degli impianti. Di seguito è riportato un breve riassunto di ciò, insieme ad alcune raccomandazioni. •Considerando la capacità di questi generatori di supportare la variabilità del sistema, è necessario allocare più gas per la generazione di energia e incoraggiare la costruzione di nuovi impianti alimentati a gas, specialmente negli stati ricchi di RE [35] . •Di recente, il governo indiano ha implementato uno schema per rilanciare e migliorare l'utilizzo della capacità delle centrali elettriche a gas. •La fornitura di gas naturale liquefatto (GNL) importato è assicurata alle centrali elettriche a gas incagliato e agli impianti che ricevono gas domestico [40] .

•Con questa iniziativa, l'India mira ad aumentare la quota di gas nel consumo energetico complessivo nei prossimi tre o quattro anni (15% dall'attuale 6,5%), il che porterà a un migliore utilizzo delle centrali elettriche a gas esistenti [43] .

•Poiché questa iniziativa è pianificata a breve termine, sono necessari piani sostenibili a lungo termine per garantire la futura disponibilità di gas per la capacità esistente e per quella nuova.

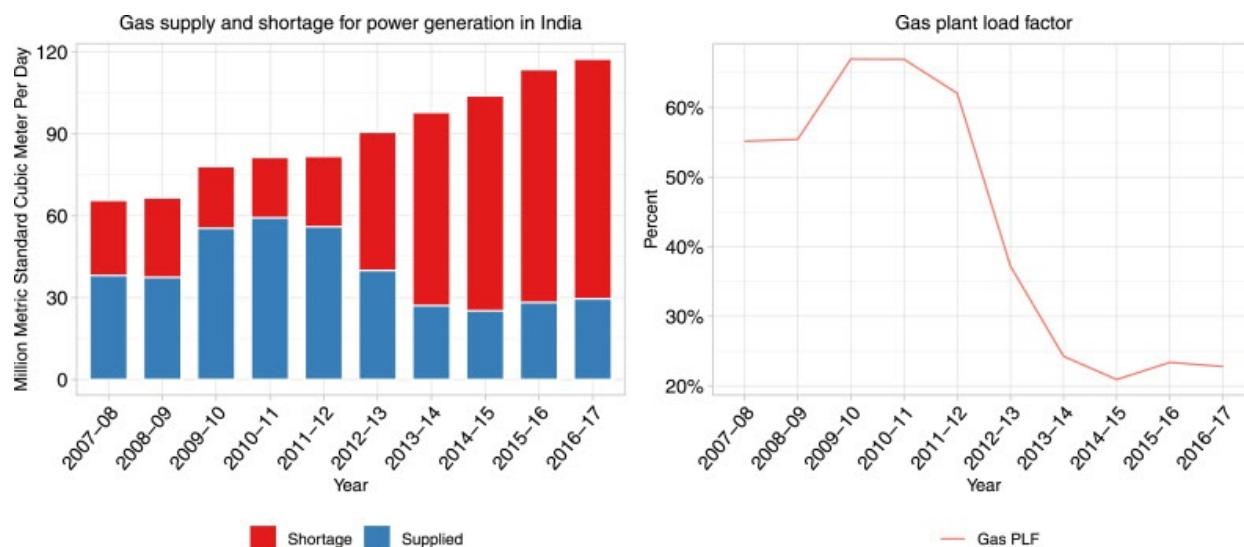


Figura 5 . Posizione storica della fornitura di gas e fattori di carico dell'impianto in India [40] .

3.1.3 . Centrali idroelettriche. Le centrali idroelettriche con serbatoio sono adatte a supportare le variazioni della domanda residua, grazie alle loro elevate velocità di rampa e ai bassi tempi di avvio e arresto. Oltre all'integrazione RE, i generatori idroelettrici hanno la capacità di fornire diversi servizi ausiliari, come il load following, la riserva, la regolazione, supportando così un sistema di alimentazione sicuro e. Ma le principali sfide operative con gli impianti idroelettrici in India sono il loro uso multiuso (soprattutto per l'irrigazione) e le grandi variazioni stagionali dell'afflusso d'acqua, che causano un basso utilizzo annuale.. Il potenziale idroelettrico dell'India è di circa 148,70 GW, di cui il 65% deve ancora essere sviluppato (Fig. 6).

Aumentare la flessibilità dal lato della generazione è importante per il settore energetico indiano.

L'ammodernamento delle centrali elettriche a carbone esistenti, il pieno sfruttamento del potenziale idroelettrico e la garanzia della disponibilità di gas sono le aree chiave in questo senso. Sono già stati compiuti alcuni passi verso il miglioramento delle prestazioni delle centrali elettriche a carbone e gas, sebbene le normative ambientali debbano essere semplificate per una più rapida autorizzazione all'espansione dell'energia idroelettrica [44] .

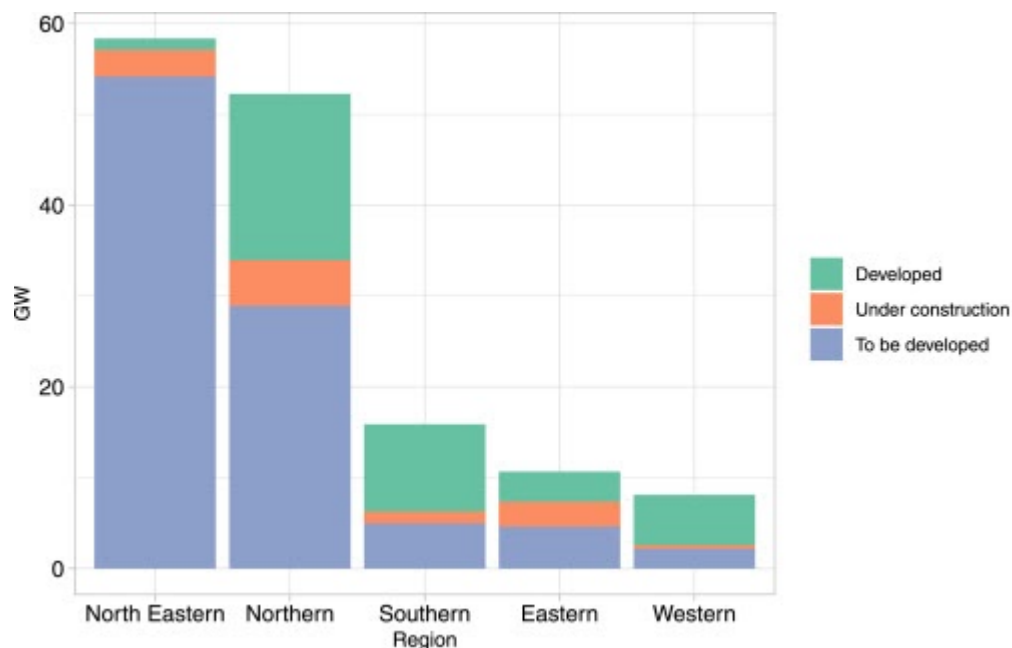


Figura 6 . Potenziale idroelettrico regionale e stato di sviluppo in India (GW) [40] .

3.2 . Accumulo di energia

I sistemi di stoccaggio dell'energia sono emersi come interessanti opzioni di flessibilità per supportare l'integrazione delle energie rinnovabili e la riduzione della riduzione dell'energia [45] . Dal punto di vista della generazione, lo storage può offrire diversi servizi , *ad esempio* , time shifting dell'energia, rafforzamento della capacità, capacità di backup 4 , regolazione della frequenza, inseguimento del carico, supporto della tensione e black start per supportare l' integrazione RE. Anche dal lato della domanda, lo storage è una tecnologia chiave per supportare il DSR. Ogni sistema di accumulo di energia ha caratteristiche uniche adatte a diversi servizi ([Tabella 1](#)). Le caratteristiche tecniche dettagliate dei vari depositi e le loro aree di applicazione sono ben documentate [46] , [47] , [48] .

Tabella 1 . Aree di applicazione dell'accumulo di energia [46] , [49] .

Categoria	Servizi	Tempo di scarica	Tecnologie di archiviazione
-----------	---------	------------------	-----------------------------

Qualità dell'energia	Stabilità del sistema, stabilità della transizione, regolazione della frequenza	Secondi a minuti	Volani, super condensatori, ioni di litio, piombo-acido
Potere ponte	Riserva per imprevisti, rampa	Minuti a un'ora	Batterie al piombo acido, nichel-metallo idruro, nichel-cadmio, sodio zolfo ea flusso
Gestione dell'energia	Arbitraggio energetico, livellamento del carico, differimento della capacità di trasmissione e distribuzione, ecc.	Da ore a giorni	Tecnologie di pompaggio idroelettrico, aria compressa e batteria come zolfo di sodio, vanadio redox e bromuro di zinco

3.2.1 . Sistema di accumulo di energia idroelettrica con pompa

In India, l'accumulo idroelettrico di pompaggio (PHS) costituisce la parte principale (95%) dell'attuale capacità di stoccaggio connessa alla rete (**Fig. 7**). **Grazie alla sua capacità di fornire potenza di picco, servizio di bilanciamento e supporto per l'integrazione RE, lo sviluppo di impianti di pompaggio sta diventando rilevante. Un calo di siti idonei per lo sviluppo di centrali idroelettriche convenzionali, una diminuzione del volume d'acqua nei fiumi a causa di un maggiore consumo a monte sono motivazioni cruciali per lo sviluppo di PHS.** Dei 96.524 MW di potenziale PHS individuati in India dalla Central Electricity Authority (CEA) in 63 siti, sono attualmente in funzione solo nove impianti con una capacità aggregata di 4786 MW [42] .Gli impianti PHS in India sono utilizzati principalmente per l'arbitraggio energetico, *ovvero l' utilizzo di elettricità a basso costo durante i periodi non di punta, da utilizzare durante i picchi di carico per aumentare l'utilizzo delle centrali elettriche, migliorando così l'economia di funzionamento del sistema.* Ma a causa della crescente domanda, non è disponibile sufficiente energia in eccesso, facendo funzionare gli impianti PHS esistenti a capacità ridotta (50-60)% [51] . Inoltre, diversi programmi PHS in India affrontano la scarsità d'acqua a causa della domanda di irrigazione [52] . Dei 9 impianti PHS attualmente in funzione, solo 5 con una capacità totale di 2600 MW sono gestiti in modalità di pompaggio e i restanti 4 con una capacità totale di circa 2200 MW sono gestiti come centrali idroelettriche convenzionali [42] .

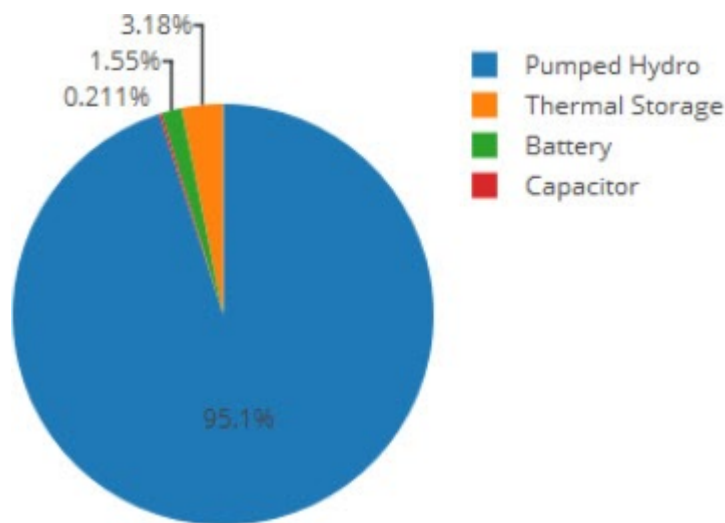


Figura 7 . Attuale distribuzione della capacità di stoccaggio in India [50] .Con l'aumento della penetrazione delle ER su larga scala, l'importanza del PHS è in continuo aumento. CEA prevede di espandere la capacità PHS di ulteriori 10 GW entro i prossimi 5-6 anni [53] . La futura pianificazione dell'espansione della capacità PHS richiede la comprensione delle seguenti sfide:

1. La mancanza di energia in eccesso è principalmente responsabile della lenta crescita dei PHS in India. Questo potrebbe essere mitigato accoppiando impianti PHS con fattorie RE su larga scala. Le unità PHS potrebbero immagazzinare la generazione di RE in eccesso durante i periodi non di punta e quindi ridurre la riduzione dell'energia. La disponibilità di potenza di pompaggio nelle ore non di punta garantirà un migliore utilizzo e migliorerà l'efficienza operativa di PHS [54] . Quindi, l'espansione della capacità di SPF deve essere collegata ai piani di integrazione delle ER e il loro co-sviluppo, specialmente negli stati ricchi di ER, deve essere focalizzato.

2. È necessaria una rivalutazione del potenziale della capacità di PHS (l'ultima valutazione è stata fatta quasi tre decenni fa) alla luce dei miglioramenti tecnologici (miniere come serbatoi [55] , PHS dell'acqua di mare [56] ecc.), cambiamenti nelle normative ambientali, ecc . Alcuni siti PHS identificati potrebbero dover essere demoliti e potrebbero essere trovati nuovi siti [57] .

3. Le attuali strutture di mercato e il quadro normativo non supportano investimenti adeguati nella capacità di SPF. È necessario sviluppare nuovi meccanismi di mercato e strutture tariffarie per incentivare l'espansione della capacità SPF.

4. Sono necessari studi dettagliati di pianificazione del sistema che utilizzano strumenti migliorati per ottimizzare i piani di espansione della capacità PHS, che devono ancora essere eseguiti per l'India. La capacità di stoccaggio calcolata in precedenza da alcuni studi al riguardo non è ottimale come elaborato nella Sezione 5 .

3.2.2 . Altri sistemi di accumulo di energia

La quota di tecnologie di accumulo diverse dall'idroelettrico di pompaggio è ancora ridotta su scala di servizio, con alcune installazioni di sistemi di accumulo elettrochimici e termici [50]. Nel settore residenziale e commerciale indiano esiste un ampio mercato di storage a batteria per il backup dell'alimentazione. L'Indian Energy Storage Alliance (IESA) ha stimato oltre 70 GW di opportunità di stoccaggio di energia (tutti i tipi) in India entro il 2022, che è una delle più grandi al mondo. Su 70 GW, si prevede che oltre 35 GW saranno implementati per nuove applicazioni come integrazione RE, regolazione della frequenza, gestione dei picchi, differimento della capacità di trasmissione e distribuzione (T&D), riduzione dell'uso del diesel e veicoli elettrici [58]. C'è un crescente interesse per l'implementazione di veicoli elettrici (EV) con accumulatori in India. La National Electric Mobility Mission mira a vendite annuali di 6-7 milioni di veicoli ibridi ed elettrici e a vendite cumulative di 15-16 milioni di veicoli elettrici entro il 2020 [59]. Le tecnologie di stoccaggio dell'energia come la batteria hanno anche opportunità nelle micro-reti rurali integrate RE.

Il mainstreaming delle tecnologie di accumulo, come i volani o le batterie su scala industriale, necessita di segnali economici per i loro servizi. Lo sviluppo di meccanismi di mercato innovativi è cruciale in questo senso in modo che catturino i vantaggi dello stoccaggio in tempi singoli e multipli. La sezione 4 discute questi problemi. Altre opzioni come lo stoccaggio dell'idrogeno sono ancora in fase di ricerca e sviluppo. Saranno necessari innovazione tecnologica, commercializzazione e investimenti infrastrutturali significativi per integrarli a livello di sistema.

3.3 . Interconnessione di rete

Come discusso nella sezione 2 , una rete elettrica robusta e adeguata è la spina dorsale di un'integrazione ER di successo. La flessibilità operativa del sistema può essere importata o esportata rapidamente su richiesta tramite linee di trasmissione [60]. Pertanto, un fortemente interconnesso riduce gli impatti negativi della variabilità dell'ER e quindi abbassa il tasso di riduzione dell'RE [61]. L'India ha cinque reti regionali interconnesse che formare un'unica rete nazionale sincrona con 418.710 CKM (chilometri del circuito) di linee di trasmissione (220 kV e oltre) e 927.783 MVA di capacità di trasformazione [62]. Lo sviluppo della capacità di trasmissione dell'India è illustrato nella Fig. 8 .

Problemi come bassa tensione, fluttuazione della frequenza, distacco del carico, perdite di distribuzione elevate, ecc. Prevalgono in diverse parti del paese. Nonostante vi siano eccedenze in diverse aree, il trasferimento di energia alle aree deficitarie è fortemente limitato a causa della congestione della rete, che è un problema critico per il funzionamento del sistema in India. La congestione ha un impatto significativo sull'affidabilità del sistema, sulla sicurezza e sulla distribuzione dell'energia. Indian Energy Exchange ha riportato una perdita di 5,3 e 3,1 miliardi di unità (kWh) di elettricità nel 2013-14 e 2014-15, rispettivamente a causa della congestione della rete [63]. Dal punto di vista è auspicabile che le linee di trasmissione non siano sottoutilizzate, mentre dal punto di vista operativo non devono essere congestionate per fenomeni di distacco del carico o di riduzione della generazione. La congestione non può eliminare in pratica, ma essere in parte mitigata migliorando la capacità della rete, utilizzando la generazione distribuita e riducendo la domanda di picco. Con una maggiore penetrazione delle energie rinnovabili in alcuni stati dell'India, è probabile che la congestione aumenterà, soprattutto nelle reti locali a cui saranno collegate. Garantire una capacità di trasmissione interregionale e intraregionale sufficiente è pertanto fondamentale in tali reti. Recenti studi di pianificazione dell'interesse dell'espansione della trasmissione a lungo hanno suscitato ulteriore nello sviluppo di nuovi corridoi di trasmissione per l'espansione della capacità RE [64], [65], [66]. La capacità del corridoio di trasmissione interregionale fino al 2034 è illustrata in Fig. 9 .

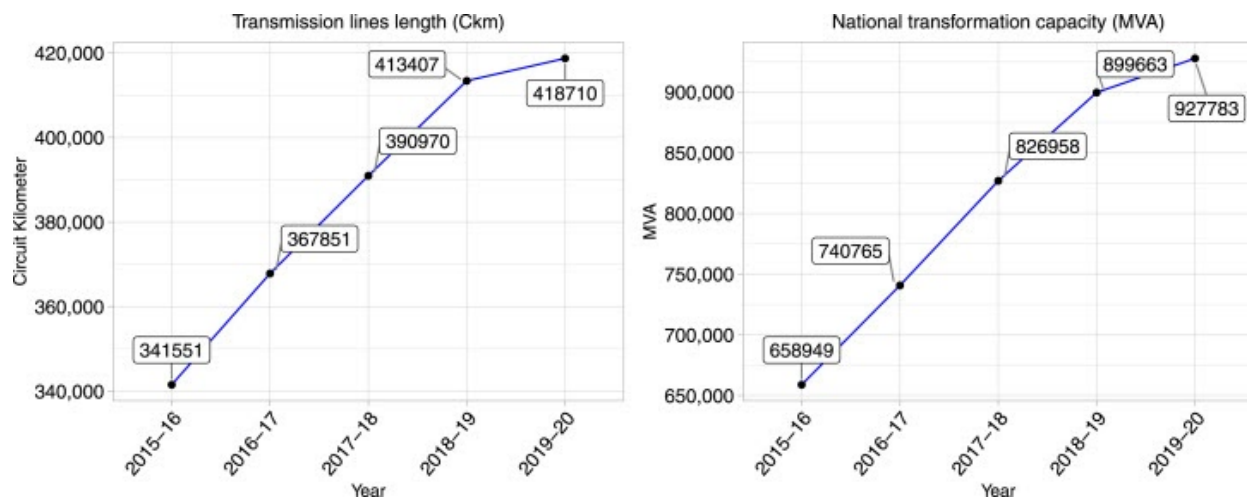


Figura 8 . La lunghezza della linea di trasmissione dell'India e la capacità di trasformazione dell'energia.

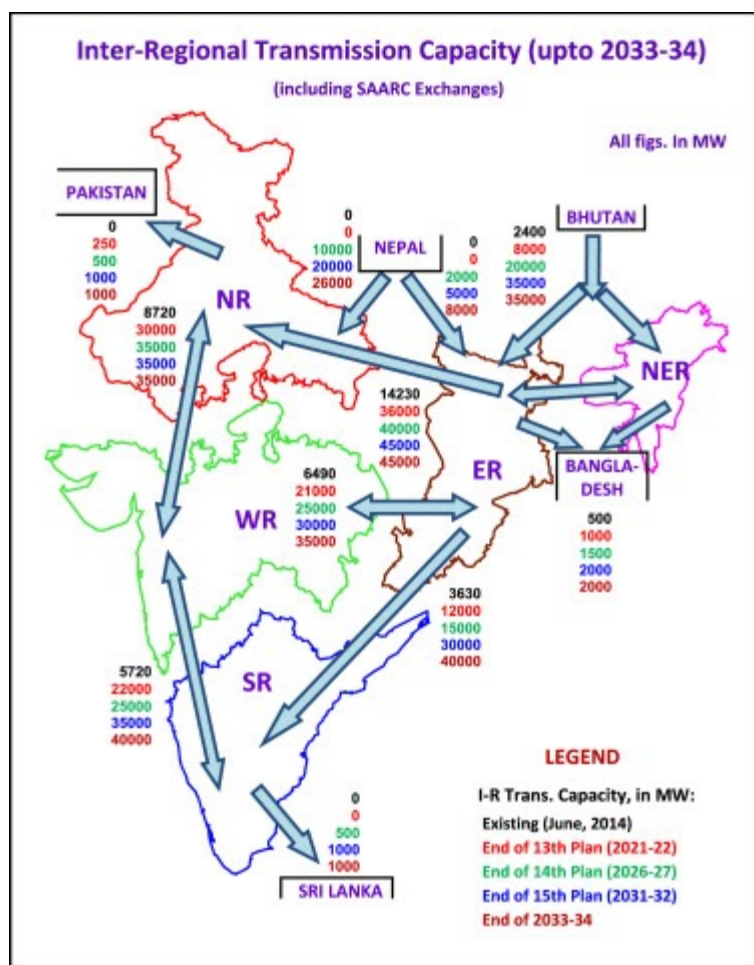


Figura 9 . Capacità potenziale del corridoio di trasmissione interregionale [66] .

3.3.1 . Borsa elettrica e scambi internazionali power

Oltre allo sviluppo della capacità di trasmissione all'interno della regione, il commercio internazionale di energia che utilizza le differenze nei modelli di domanda con i paesi vicini potrebbe fungere da fonte di flessibilità. Un esempio lampante in questo senso è il mercato energetico internazionale europeo. Attualmente, l'India commercia elettricità con Bangladesh, Bhutan e Nepal nell'ambito di accordi bilaterali di intesa/commercio energetico (**Tabella 2**). **La cooperazione internazionale nel campo dell'elettricità ha conseguenze positive per i paesi dell'Asia meridionale (Fig. 10), come segue,**•Migliore utilizzo delle risorse idroelettriche esistenti della regione, *ad esempio* in Nepal e Bhutan, che a sua volta ridurrà i costi di fornitura dell'elettricità [68] , [69] .

•Maggiore affidabilità e flessibilità del sistema grazie a opzioni di generazione diversificata tra paesi e condivisione delle riserve tramite una rete interconnessa [70] .

•Sfide regolazione del sistema del sistema associare a RE variabile (eolico, solare) [70] , [71] .

•riduzione delle emissioni di emissioni utilizzando le opzioni di generazione pulita (idro, solare, eolica, gas naturale).Prendendo atto di questi vantaggi, l'"Accordo quadro SAARC per la cooperazione energetica (elettricità)" è stato firmato nel 18° vertice della SAARC (Associazione dell'Asia meridionale per la cooperazione regionale). Ciò comprende lo sviluppo congiunto di infrastrutture e protocolli operativi per un commercio transfrontaliero sicuro e affidabile.



Figura 10 . Regione dell'Asia meridionale [67] .La necessità di capacità di trasmissione transfrontaliera può essere elevata per registrare il portafoglio di generazione e l'intensità delle emissioni dei paesi partecipanti

[70] . Le domande geopolitiche e le differenze nei protocolli normativi e operativi sono i principali colli di bottiglia per assumere una rete funzionale dell'Asia meridionale. La formazione di un'autorità nodale per risolvere il commercio di energia e lavoro coordinati e l'accesso aperto al trasferimento di energia sono le aree chiave che attirano [72] , [73] . Tabella 2 . Scambi energetici transfrontalieri: piani attuali e futuri [65] .

paesi	Connessioni attuali	In costruzione	Connessioni future
India-Bhutan	1500 MW di potenza dal Bhutan all'India da progetti idroelettrici	Impianti di evacuazione di potenza per progetti idroelettrici (2940 MW)	Il sistema di trasmissione a livello di progetto per dieci progetti idroelettrici (11 GW) viene ripreso progressivamente
India-Bangladesh	500 MW di potenza dall'India al Bangladesh	Potenziamento della connessione esistente di ulteriori 500 MW entro il 2017	Fase I: Nuovo collegamento per la trasmissione di 500 MW di potenza in Bangladesh. Fase II: aumento della capacità a 1000 MW
India-Nepal	320 MW di potenza dall'India al Nepal	Potenza aggiuntiva di circa 100 MW dall'India al Nepal	Undici connettori per il trasferimento di energia dal Nepal all'India a seconda dello sviluppo del progetto idroelettrico (17,5 GW) e della disponibilità di energia in eccesso
India-Myanmar	2-3 MW di potenza dall'India al Myanmar.	—	—

3.4 . Risposta dal lato della domanda e smart grid

La risposta sul lato della domanda (DSR) è un meccanismo efficace per mitigare le sfide associate a fonti di RE variabili mediante la partecipazione congiunta di clienti e utility. È il cambiamento intenzionale dell'uso elettrico da parte dei clienti finali rispetto al loro normale modello di consumo (tempi, livello di domanda istantanea o consumo totale di energia) in risposta alle variazioni del prezzo dell'elettricità o ad altri incentivi forniti dall'utenza. Il mantenimento dell'affidabilità del sistema è l'obiettivo principale del DSR [74]. I programmi DSR basati su incentivi includono il controllo diretto del carico, la riduzione del carico e le offerte sul lato della domanda, mentre i meccanismi basati sul prezzo includono la tariffa del tempo di utilizzo, i prezzi di picco critici e i prezzi in tempo reale [75], [76].

DSR migliora la gestione delle fluttuazioni della generazione rinnovabile. Riduce i costi operativi del sistema e facilita una maggiore penetrazione del RE rispetto ai generatori convenzionali. Può migliorare l'affidabilità fornendo servizi flessibili come la rampa e ridurre i casi di funzionamento di generatori convenzionali a carichi parziali. Poiché il DSR aiuta a mitigare le fluttuazioni delle energie rinnovabili a livello locale, riduce la dipendenza dall'importazione o dall'esportazione di energia da/verso un'altra regione tramite linee di trasmissione, il che può essere costoso [77]. Un altro vantaggio del DSR è il time shifting energetico, che consente l'aumento della domanda durante i periodi di eccessiva generazione di RE, riducendo così la riduzione [78].

C'è un enorme potenziale di DSR in India, che potrebbe essere efficacemente utilizzato per migliorare l'integrazione dell'IR. Finora sono state prese solo piccole iniziative in questo senso. Il DSR è praticato solo per i grandi consumatori industriali e commerciali sotto forma di tariffa oraria e incentivi basati su fattori di potenza e di carico. Altri settori come il commercio, il domestico, le ferrovie, l'agricoltura e le industrie su piccola scala sono al di fuori del dominio del DSR. L'obiettivo del DSR in India è la riduzione del carico di picco piuttosto che il bilanciamento. I principali vincoli alla mancata attuazione del DSR a livello di sistema in India sono la mancanza di un'adeguata infrastruttura di misurazione, la consapevolezza, l'esistenza di un ambiente regolamentato, la priorità dell'adeguatezza della generazione rispetto alla qualità, gli obblighi politici e sociali e la scarsa situazione finanziaria delle società di distribuzione statali [79], [80]. Alcune utility private (Tata Power Company Distribution a Delhi e Mumbai) hanno implementato programmi DSR per consumatori commerciali e industriali [81].

Una comunicazione efficace tra l'azienda elettrica e il consumatore è fondamentale per l'implementazione del DSR. Le apparecchiature di monitoraggio e comunicazione avanzate sono fondamentali per questo. Le reti intelligenti possono integrare in modo intelligente il comportamento e le azioni dei produttori e dei clienti [82], [83]. Oltre a ciò, può anche utilizzare la flessibilità dello stoccaggio sul lato della domanda, come i veicoli elettrici (EV), per garantire una fornitura di energia elettrica efficiente, sostenibile, economica e sicura [84]. Lo sviluppo delle reti intelligenti in India sta prendendo forma attraverso varie iniziative del governo. Il Ministero dell'Energia ha compiuto i primi passi nel 2010 costituendo l'India Smart Grid Task Force e l'India Smart Grid Forum. Lo sviluppo di un'infrastruttura di dimensione avanzata, la gestione dei dati, l'applicazione del GIS (Geographical Information System), la gestione delle risorse aziendali, l'automazione della distribuzione e la gestione delle relazioni con i clienti sono alcune aree di interesse a questo proposito [85]. Diversi progetti di smart grid sono stati avviati in tutto il paese.

3.5 . Miglioramento del protocollo di funzionamento del sistema

Nel sistema di potere indiano, c'è ampio margine per migliorare la flessibilità semplicemente adottando migliori pratiche o codici operativi. Un guadagno sostanziale nella capacità di gestire la variabilità del sistema può essere ottenuto mediante tecniche di offerta della domanda e dell'ER, intervalli di interventi più piccoli e aree di servizio più ampie. Questi cambiamenti istituzionali possono essere le opzioni di flessibilità meno costose, rispetto ad altre risorse.

3.5.1 . Modifica della schedulazione del sistema e del protocollo di trattamento

In tempo reale, gli operatori del sistema di alimentazione controllano regolarmente il funzionamento e la sicurezza del sistema. Assegnano il re-dispaccio necessario nei generatori già programmati o mettono in linea le riserve veloci per evitare qualsiasi squilibrio del sistema, che può portare un'instabilità e guasti del sistema. L'intervallo di condizioni del sistema dipende dalla qualità delle risorse disponibili, dal livello di incertezza, dalla manodopera e dalle infrastrutture. Rendere le decisioni di programmazione e dispacciamento più vicine al tempo reale (durata del tempo più). Aiuta anche a identificare chiaramente i requisiti di flessibilità del sistema in diversi momenti, il che porta a costi operativi inferiori. Un protocollo di schedulazione e adeguamento più veloce fornisce il funzionamento del sistema con la scala temporale della variabilità delle risorse RE, consentendo così un migliore utilizzo delle condizioni di generazione e riducendo la riduzione delle RE. In India, la programmazione del giorno prima e l'invio infragiornaliero dei generatori avviene a intervalli di quindici minuti. I miglioramenti in questo caso devono essere valutati alla luce della fattibilità delle modifiche infrastrutturali e normative.

Analogamente al protocollo di bilanciamento più rapido, aree di controllo più ampie o un migliore coordinamento tra più autorità di bilanciamento riducono l'incertezza operativa. Normalmente, l'autorità di controllo di un'area di bilanciamento mantiene l'equilibrio della domanda e dell'offerta all'interno del proprio confine geografico, con importazioni ed esportazioni limitate. Un'unica area di bilanciamento più ampia può affrontare meglio la diversità geografica delle risorse di sistema dotate di generatori di energia elettrica. Il coordinamento tra più aree offre l'opportunità di condividere le riserve, il che consente di gestire una minore capacità di riserva e ridurre i costi. Oltre alla condivisione delle riserve in tempo reale, le operazioni congiunte di pianificazione, dispacciamento e bilanciamento delle unità sono possibili attraverso un migliore coordinamento. Ciò riduce altri requisiti di servizio ausiliario, riduce la riduzione RE e il costo complessivo [86]. In India, le operazioni di pianificazione e bilanciamento sono spesso svolte in modo indipendente. Ad esempio, un SLDC (centro di distribuzione del carico statale) che è responsabile della pianificazione delle proprie risorse di sistema, non ha l'autorità sulla rete o sulle risorse degli stati vicini. Pertanto, spesso prevede una maggiore capacità di riserva, che può essere acquistata dagli stati vicini a un costo inferiore. Gli RLDC (centri regionali di spedizione del carico) e il NLDC (National Load Dispatch Center) controllano ulteriormente i programmi SLDC e impegnano i generatori di proprietà centrale. Ma non migliorano i programmi dell'SLDC in vista del coordinamento dell'area. Pertanto, è necessario che un'unica autorità di bilanciamento a livello nazionale gestisca l'intera rete o aumenti l'autonomia degli SLDC in modo che possano coordinarsi tra loro per il funzionamento economico del sistema.

3.5.2 . Previsioni meteo accurate

A causa della variabilità della generazione e della domanda di energia rinnovabile, gli operatori di sistema si affidano ai valori previsti per programmare gli asset di generazione convenzionale. Mentre le previsioni del giorno prima vengono utilizzate per l'impegno delle unità, le previsioni a breve vengono utilizzate per la correzione della termine e per chiamare altre opzioni di mitigazione come la risposta alla domanda o lo stoccaggio. Una previsione accurata può ridurre gli effetti negativi della variabilità e dell'incertezza del RE sul funzionamento del sistema. A causa dei bassi errori di previsione, l'invio di generatori non RE non deve deviare dai loro programmi. Ciò potrebbe aumentare la flessibilità e l'affidabilità del sistema e ridurre l'interruzione dell'energia elettrica disponibilità alla disponibilità limitata in aumento o alla congestione della rete [87]. Informazioni accurate potrebbero essere fornite ai produttori di energia rinnovabile durante il funzionamento del giorno prima attraverso migliori previsioni, migliorando così i loro rendimenti economici dal mercato dell'elettricità [21]. Paesi come gli Stati Uniti, la Germania e la Danimarca utilizzano tecniche di previsione della generazione eolica o solare estremamente accurate. In India si osservano errori di previsione nell'intervallo del 20-30% della produzione nominale [35]. Il CERC obbliga tutti gli impianti eolici con una capacità installata di oltre 10 MW e collegati a un livello di trasmissione di 33 kV e oltre a prevedere la loro generazione con una precisione di almeno il 70%. Per la generazione attuale oltre 30% del valore programmato, il generatore

interessato deve sopportare una penale [88]. Questa banda di errore del 30% deve essere ulteriormente ridotta per ridurre al minimo la variabilità della generazione rinnovabile. È inoltre fondamentale che la previsione accurata sia incentivata in modo appropriato. Negli Stati Uniti, gli operatori del mercato elettrico stanno collaborando con il National Center for Atmospheric Research per migliorare le proprie previsioni. In India, i centri di spedizione dei carichi statali e regionali possono collaborare con il Dipartimento meteorologico indiano e l'Organizzazione per la ricerca spaziale indiana per migliorare le previsioni solari e del vento.

4 . Supporto politico e normativo richiesto per risorse flessibili in India

Le tecnologie di integrazione RE che forniscono una risposta flessibile più rapida, come la generazione rapida, la domanda flessibile, lo storage e le interconnessioni, comportano elevati costi operativi e di investimento. A causa dei costosi attributi economici di queste tecnologie, sarebbe difficile per loro competere con le opzioni convenzionali per fornire tale supporto. Sono necessarie disposizioni regolamentari separate per incentivi economici adeguati ai fornitori di servizi che offrono flessibilità. Considerando la crescente valutazione della flessibilità del sistema negli ultimi anni, i responsabili politici devono concentrarsi sullo sviluppo di regolamenti e quadri politici corrispondenti in questo segmento nascente [89]. I requisiti di flessibilità operativa in tempi più brevi potrebbero essere soddisfatti in modo affidabile con il supporto di una pianificazione anticipata a lungo termine del loro approvvigionamento per garantire un'adeguata disponibilità di risorse flessibili. I paesi di tutto il mondo stanno adottando varie normative per garantire il rispetto dei requisiti di flessibilità a breve termine mediante appalti a lungo termine.

4.1 . Norme sulla flessibilità operativa a breve termine

La flessibilità operativa a breve termine richiede che le fluttuazioni della domanda e dell'offerta siano soddisfatte su base giornaliera, oraria, suboraria o in tempo reale. Tale flessibilità potrebbe essere ottenuta attraverso servizi ausiliari, che contribuiscono a migliorare l'affidabilità del funzionamento e la stabilità della rete. L'approvvigionamento di servizi ausiliari, come riserve operative, regolazione di tensione e frequenza, requisiti di potenza reattiva e capacità di black start, potrebbe essere effettuato attraverso meccanismi di mercato appositamente progettati. Tali meccanismi sono attualmente operativi in diversi mercati energetici, tra cui PJM (Pennsylvania New Jersey Maryland Interconnection), NYISO (New York Independent System Operator), ERCOT, UK, CAISO, Nordpool e India [90], [91]. Gli operatori di sistema acquistano varie forme di servizi ausiliari per mantenere l'equilibrio della rete. Questi potrebbero essere ottenuti sia dal lato della domanda che dell'offerta, attraverso il mercato dei servizi ausiliari (ASM) basato su aste o per mandato diretto. Esempi di ASM includono CAISO, AEMO (Australian Energy Market Operator), NYISO, Regno Unito e mercati nordici. In India, viene adottato un quadro di programmazione coordinato multilaterale sul lungo e breve termine, per soddisfare i requisiti energetici in tempo reale, come illustrato nella Fig. 11. Secondo l'Electricity Act 2003, i centri di distribuzione del carico regionali e statali (RLDC/SLDC) sono responsabili della programmazione e dell'invio ottimali di elettricità dalle stazioni di generazione statali e interstatali (ISGS) considerando la domanda prevista delle loro regioni. A seconda delle sue esigenze, ogni SLDC esegue un'ottimizzazione dei costi locali dalle stazioni di generazione autorizzate in base all'invio dell'ordine di merito. Oltre alle transazioni di energia attraverso accordi di acquisto di energia a lungo termine (PPA), gli stati soddisfano la loro domanda di elettricità a breve termine attraverso contratti subannuali. Ciò avviene tramite transazioni bilaterali attraverso licenziatari commerciali interstatali, borse elettriche e meccanismo di regolamento delle deviazioni (DSM) [92].

Dato il modello di programmazione multilaterale coordinato in India, c'è la necessità di un sottile strato di ottimizzazione a livello interstatale che tenga debitamente conto dei vincoli tecnici per il residuo della domanda di energia reale con l'offerta in tempo reale. Questo residuo residuo, dopo la chiusura dei mercati dell'energia (chiusura del cancello), è gestito dai gestori attraverso i mercati dei servizi ausiliari per mantenere la frequenza di rete al suo valore nominale, senza compromettere la stabilità della rete [93].

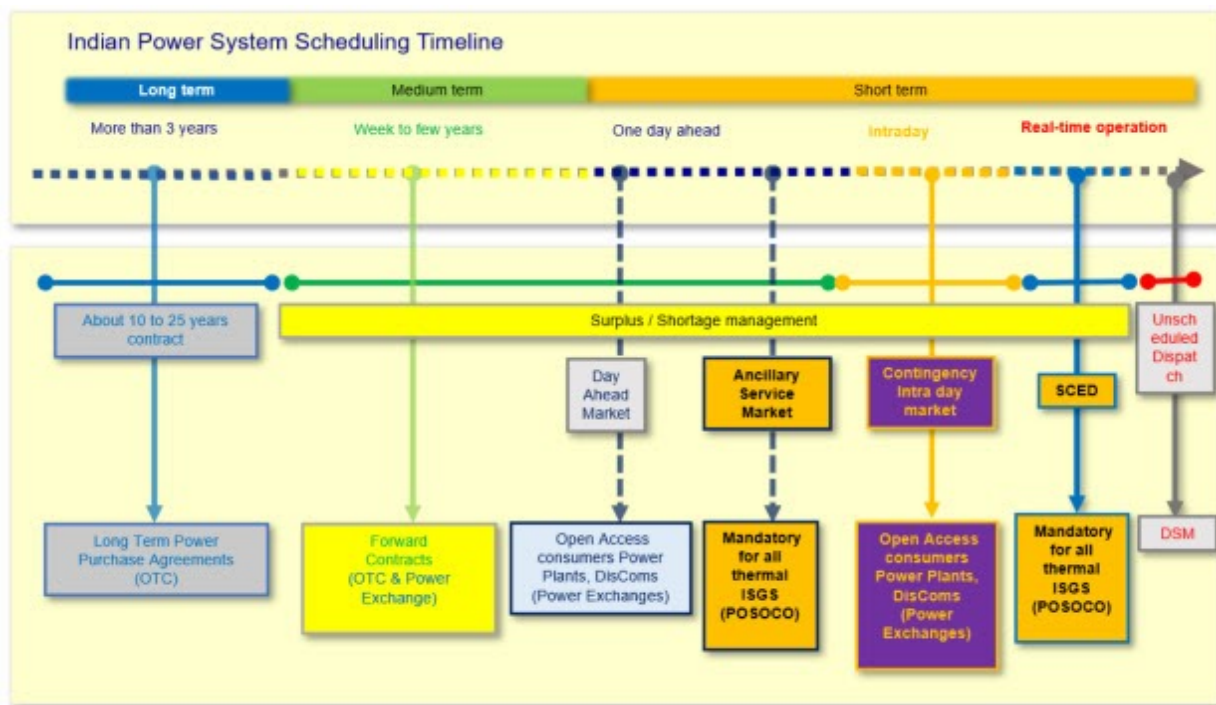


Figura 11 . Cronologia di programmazione del sistema energetico indiano..L'aumento delle quote di energia rinnovabile variabile nel sistema energetico indiano ha portato all'avvio del mercato dei servizi ausiliari dal 2015 [91] , [94] . Sulla base delle previsioni di carico collettivo per il giorno successivo, l'operatore di sistema acquista servizi ausiliari per supportare il controllo terziario della frequenza (pochi minuti) in termini di servizi ausiliari di regolamento di riserva (RRAS) [94] . RRAS utilizza un surplus di 5 generazioni non richiesto in base allo stack di ordini di merito del costo variabile di tutti i fornitori di RRAS. I singoli requisiti di regolazione su e giù sono valutati sulla base di condizioni di frequenza di rete coerenti su 5 minuti, a cui possono partecipare solo i generatori [91] .Sotto il controllo della frequenza terziaria, il requisito di flessibilità in tempo reale per il regolamento degli sbilanciamenti nella rete indiana è regolato dal meccanismo della Tariffa Basata sulla Disponibilità (ABT) [95] . Questo meccanismo include incentivi/penalità legati alla frequenza per i beneficiari/fornitori che commettono un Interscambio Non Programmato (UI) di potenza [94] . L'interfaccia utente si riflette come un addebito su fornitura e consumo diverso dal programma definito e dipende dalle condizioni temporali della frequenza di rete. Ciò incorpora la compensazione per il controllo della frequenza, con strutture tariffarie ex ante. Dal 2014, questo è chiamato Meccanismo di regolamento delle deviazioni (DSM). Si tratta di un regolamento in evoluzione con la banda di frequenza che si restringe a 49,7-50,05 Hz e restrizioni più forti per le entità inadempienti [96]. Il controllo secondario, *ovvero il controllo automatico della generazione (AGC)*, è assente per progettazione nella rete indiana. Il controllo della frequenza primaria (in un intervallo di tempo compreso tra 2 e 5 s) è ottenuto da mandati normativi su tutte le unità di generazione sopra i 200 MW, per operare in modalità limitatore come da IEGC-2010 [94] .

Per aiutare le parti interessate a gestire il loro portafoglio energetico più vicino al tempo reale, sono stati presentati documenti di discussione su "Mercato dell'energia in tempo reale" e "Riprogettazione del meccanismo dei servizi ausiliari in India", da parte del CERC. Il quadro proposto per la co-ottimizzazione dell'energia e dei servizi ausiliari mira a utilizzare in modo ottimale le risorse di generazione a minor costo. Lo sviluppo di quadri pienamente operativi richiederebbe tempo. A partire da ora, l'ottimizzazione dei costi del sistema è ottenuta attraverso il coordinamento operativo regionale da parte del Security Constrained Economic Dispatch (SCED) come procedura obbligatoria per ISGS su base pan-indiana [97] .

Tradizionalmente, l'approvvigionamento di servizi ausiliari garantisce una generazione online sufficiente per soddisfare la domanda prevista in condizioni di compensazione del mercato basata su ordine di merito. Ciò non

valorizza esplicitamente la flessibilità operativa a breve termine, che è utile per l'incontro dinamico tra domanda e offerta [98]. Gli attuali requisiti di flessibilità della rete possono essere soddisfatti solo mediante l'impiego di risorse a risposta rapida, come lo stoccaggio di energia e il consumo flessibile. Sono necessarie disposizioni normative o prodotti di mercato separati per incentivare e incoraggiare la partecipazione a queste costose tecnologie.

I mercati sviluppati altrove stanno introducendo prodotti commerciali esplicitamente progettati per portare servizi di rapida flessibilità nella rete. Questi prodotti commerciali includono il prodotto di rampa flessibile (CAISO), le riserve operative a breve termine (Regno Unito), i mercati di regolazione della frequenza rapida (PJM, Regno Unito, NYISO), le riserve rapide (Regno Unito, NYISO) e i mercati degli squilibri energetici (ERCOT) [99], [100], [101], [102]. Questi prodotti di mercato offrono pagamenti per risorse flessibili per la loro capacità di fornire variazioni rapide controllate. Ciò incoraggia i servizi di risorse più veloci a sopravvivere nel mercato, rispetto a quelli più lenti.

Inoltre, stanno emergendo mercati con intervalli di negoziazione più brevi per ridurre la quantità di squilibrio. L'intervallo di scambio dell'Energy Imbalance Market (EIM) di CAISO è stato ridotto a cinque minuti, mentre l'intervallo di scambio in India si è evoluto da blocchi di tempo di 1 ora a 15 minuti [102], [103].

Le disposizioni normative devono anche concentrarsi sul bilanciamento delle aree per lo scambio di energia residua tra aree connesse per migliorare l'affidabilità della rete e migliorare la flessibilità del sistema. Questo aiuta ad ampliare il portafoglio di risorse del sistema in modo economico [104]. L'EIM di CAISO consente alle autorità di bilanciamento delle aree partecipanti di scambiare potenza residua tra le aree di bilanciamento esistenti per soddisfare la domanda di ciascuna area [102]. Interconnessioni di rete più ampie si stanno evolvendo per collegare diversi paesi, *ad esempio* la rete sincrona dell'Europa continentale, il sistema di interconnessione centroamericano (SIEPAC) e l'Associazione delle nazioni del sud-est asiatico (ASEAN) [105]. Le disposizioni tecniche e giuridiche per tale flessibilità che migliorano l'interconnessione sono ancora in evoluzione.

Le risorse flessibili, come lo storage e la risposta alla domanda (DR), hanno costi di implementazione significativi a causa dei requisiti per il controllo e la gestione intelligenti e l'infrastruttura avanzata. Pertanto, sono necessari segnali economici, politiche e regolamenti appropriati per sviluppare tale infrastruttura intelligente. Inoltre, i modelli del mercato al dettaglio si stanno evolvendo per aumentare la partecipazione di consumatori grandi e piccoli per incoraggiare la gestione dell'energia dal lato della domanda. L'aggregazione può anche offrire l'opportunità di sfruttare il potenziale di flessibilità dei consumatori più piccoli.

4.2 . Norme sulla pianificazione della flessibilità a lungo termine

La garanzia della capacità da risorse flessibili è essenziale per evitare guasti dovuti alla domanda e squilibri dell'offerta in tempo reale. Una pianificazione ottimale per tale capacità può limitare gli eventi di bassa affidabilità e di costo elevato che si verificano a causa dell'approvvigionamento di risorse dell'ultimo minuto. Un meccanismo di approvvigionamento di capacità dovrebbe essere concepito per fornire un certo flusso di entrate per attirare fornitori di capacità in grado di fornire servizi appropriati per soddisfare i requisiti della rete. Gli operatori di sistema devono mantenere una capacità aggiuntiva in modalità standby per bilanciare la rete per un funzionamento sicuro e per una rapida regolazione/riprogrammazione del sistema. Pertanto, offrire pagamenti per la capacità, oltre ai pagamenti per l'energia, incoraggerebbe i loro fornitori a rimanere in attività. La garanzia della capacità è incentivata in tutto il mondo attraverso vari modelli basati su obblighi,

Nel settore energetico indiano, i pagamenti di capacità riflettono le componenti dei costi fissi nei contratti di acquisto di energia a lungo termine (PPA) per fornitori di elettricità o generatori. I pagamenti di capacità sono

stati ereditati come una delle componenti della struttura tariffaria in due parti sotto ABT come "Capacity Charge". Tali oneri vengono recuperati annualmente in base a una disponibilità target dell'impianto, *ovvero è possibile recuperare oneri di capacità del 100% per disponibilità dell'impianto fino all'85%*. Tuttavia, per incoraggiare i produttori a massimizzare la vendita di energia, viene offerto un incentivo basato sull'effettivo raggiungimento della generazione basata su PLF al di sopra della disponibilità target [106]. Tuttavia, non sono previsti pagamenti di capacità per i generatori che commerciano nelle borse elettriche.

I modelli di pagamento della capacità esistenti si concentrano sull'assicurare una capacità in linea sufficiente, che potrebbe non essere flessibile per gestire gli squilibri a breve termine. La flessibilità è un'esigenza emergente della rete futura dominata dalla generazione di energia rinnovabile variabile (VRE). Il semplice mantenimento della capacità in linea, senza considerare la capacità di far corrispondere dinamicamente la domanda con l'offerta, non servirà più ai requisiti di sistema effettivi [107]. Capacità flessibile (stoccaggio, risposta alla domanda, ecc.) è più costoso e non può competere con le capacità convenzionali quando i mercati vengono spediti in base all'ordine di merito. Al contrario, l'approvvigionamento di risorse capaci richiede un'adeguata progettazione del mercato. Ciò contribuirebbe a garantire che le risorse siano remunerate in base alla loro capacità di fornire la gamma di flessibilità necessaria in base ai requisiti effettivi della rete [108]. Pertanto, sono necessari diversi tipi di pagamenti di capacità o modelli di mercato, che possono riflettere la necessità di capacità flessibili specifiche su una scala temporale di investimento a lungo termine.

Imparando dalle pratiche attualmente emergenti adottate in tutto il mondo, l'India richiede un ambiente politico per consentire una più ampia varietà di strumenti. Ciò aiuterebbe a raggiungere la flessibilità della rete attraverso meccanismi normativi, indicazioni politiche, segnali economici e design del mercato per raggiungere grandi obiettivi di rinnovabili. Attualmente, l'India sta emergendo da una struttura regolamentata a livello centrale, in cui il 93% delle transazioni energetiche viene eseguito attraverso accordi di acquisto di energia a lungo termine e solo il 7% dell'energia viene scambiato in modo competitivo attraverso scambi. Pertanto, un'adozione generalizzata dei meccanismi dei mercati sviluppati potrebbe non funzionare bene per l'India. L'attuale quadro normativo per i servizi ausiliari in India prevede RRAS, che mira principalmente ad aumentare il margine di riserva. Il framework attualmente ignora il ruolo delle tecnologie di risposta rapida, ecc. Inoltre, gli attuali meccanismi di approvvigionamento di capacità adottati in India non sono in grado di supportare lo sviluppo di sistemi flessibili e dovrebbero riconoscere la qualità delle tecnologie che migliorano la flessibilità del sistema.

5 . Revisione delle pratiche di modellazione necessarie in India per una pianificazione flessibile del sistema

Alla luce di ulteriori dinamiche e variabilità da RE, la capacità delle risorse del sistema deve essere contemporaneamente adeguata e flessibile per gestire la variabilità della domanda e dell'offerta (discussa nella Sezione 2). Richiede la modifica delle pratiche di pianificazione del sistema attualmente in India. In questa sezione, in primo luogo, viene presentato uno schema dei vari tipi di attività di pianificazione del sistema energetico e energetico, seguito dai loro limiti. Vengono quindi proposti alcuni approcci plausibili per migliorare l'attuale paradigma.

5.1 . Pratiche attuali di pianificazione del sistema in India

In India, gli approcci di pianificazione del sistema energetico relativi all'integrazione delle energie rinnovabili sono diversi. Un'ampia gamma di modelli/strumenti viene utilizzata dai servizi pubblici e dai pianificatori su scala nazionale per gestire varie sfide. I fornitori di energia utilizzano in genere modelli integrati di ottimizzazione delle risorse per la rete e la pianificazione dell'espansione della generazione. Questi modelli mirano a identificare le opzioni di espansione della capacità affidabili a minor costo, la loro posizione, l'investimento richiesto, le emissioni associate e il programma di ritiro delle risorse esistenti. In India, CEA è responsabile delle attività di pianificazione del settore energetico generale. Nelle loro attività di pianificazione utilizzano strumenti di modellazione commerciale come EGEAS per pianificare espansioni del sistema energetico [40]. D'altra parte, varie autorità di pianificazione del sistema energetico nel governo (*ad es*, NITI

Ayog, Ministero dell'Ambiente, delle foreste e dei cambiamenti climatici), il mondo accademico e gli istituti di ricerca utilizzano modelli di valutazione integrati o modelli econometrici per progettare percorsi per raggiungere determinati obiettivi politici. Alcuni dei framework di modellizzazione ampiamente utilizzati da queste autorità sono MARKAL, TIMES, MESSAGE, LEAP, GCAM, ecc. I risultati dei modelli di sistemi energetici sono simili ai modelli di ottimizzazione integrata delle risorse, ma la loro portata si estende oltre il solo settore energetico, ovvero possono interagire con altri settori non elettrici durante la progettazione di un portafoglio futuro. Il settore energetico è rappresentato in modo endogeno all'interno di questi modelli ed è influenzato dalle dinamiche di altri settori energetici.

Oltre ai modelli di espansione della capacità, diversi modelli a breve termine come i costi di produzione, l'affidabilità della rete, il flusso di potenza ottimale, ecc. sono utilizzati per scopi di pianificazione da servizi pubblici e istituti di ricerca. Gli strumenti di modellazione dei costi di produzione consentono una rappresentazione dettagliata dei vincoli operativi del sistema e possono ottimizzare la pianificazione e la spedizione quotidiana dei generatori. Questi tipi di modelli sono utilizzati principalmente dalle organizzazioni di ricerca. Simulazioni dettagliate della rete di trasmissione, inclusi gli eventi di contingenza, sono eseguite da modelli di flusso di potenza e sicurezza della rete. Sono ampiamente utilizzati dai centri di smistamento carichi regionali, dalle società di trasmissione di energia statali/regionali e nazionali. Sebbene questi modelli non quantificano la capacità futura, forniscono un'indicazione delle prestazioni del sistema. La pianificazione che utilizza questi modelli comporta l'analisi di più scenari di portafoglio attingendo capacità e ipotesi tecno-economiche, sia da un modello di pianificazione dell'espansione separato che da previsioni, [109] (Figg. 12, 13).

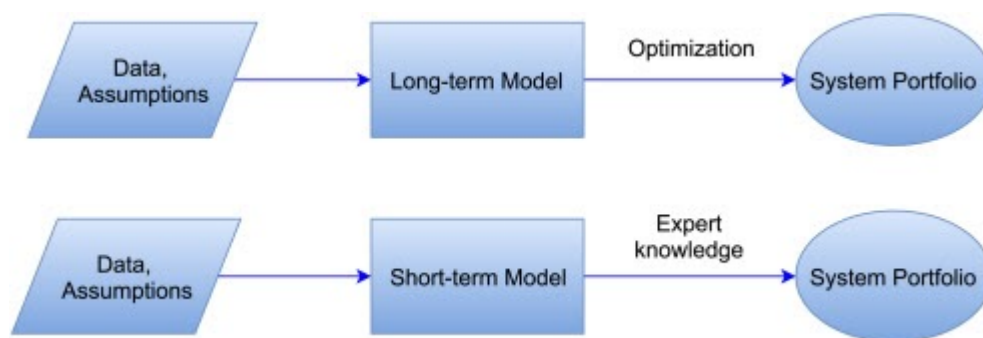


Figura 12 . Approcci di pianificazione tradizionali.

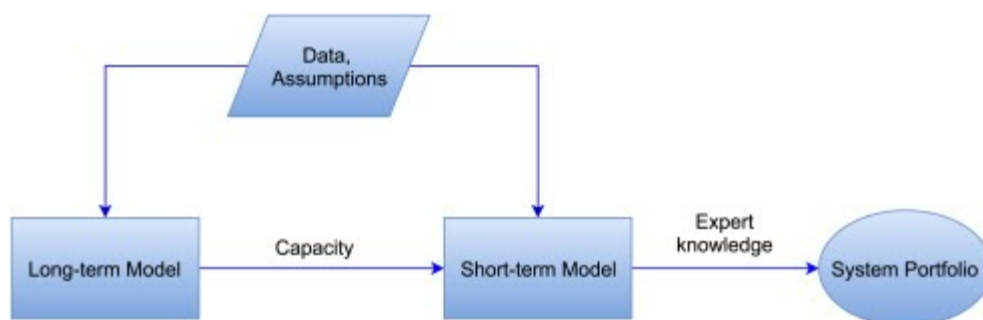


Figura 13 . Approccio unidirezionale al model linking.5.2 . Limiti e sfide negli attuali approcci di modellazione in India. La considerazione della dinamica del sistema in un quadro dettagliato di risoluzione

temporale e spaziale è cruciale per riflettere l'impatto della variabilità RE negli studi di pianificazione [110], [111]. I quadri di modellazione utilizzati in India hanno alcune limitazioni a questo proposito. L'obiettivo principale dei modelli di sistemi energetici non è ottimizzare la programmazione o l'invio dei generatori; piuttosto la loro forza risiede nella pianificazione cronologica degli investimenti su un orizzonte a lungo termine. Questi modelli si concentrano sull'adeguatezza delle risorse, ignorando i dettagli operativi associati alle centrali elettriche o alle unità di trasmissione. Di solito non tracciano l'effetto della variazione spaziale o temporale della risorsa RE sul flusso di energia e sulla congestione della rete [10], [112], [113]. Vincoli operativi su generatori, linea di trasmissione, ecc., vengono spesso ignorati o la loro rappresentazione diventa irrealistica a causa della limitata risoluzione temporale e spaziale in questi modelli. La modellizzazione in assenza di vincoli operativi in bassa risoluzione temporale e spaziale può portare a sovrastima della capacità del sistema di assimilare RE, sottostima dei costi operativi e requisiti di flessibilità [114], [115], [116], [117], [118]. I modelli operativi del settore energetico hanno un'applicabilità limitata per l'ottimizzazione a lungo termine a causa della complessità computazionale. In generale, i modelli di pianificazione specifica del settore energetico possono analizzare l'aspetto operativo e la variabilità delle risorse RE con una risoluzione più elevata, rispetto ai modelli del sistema energetico. Ma hanno un orizzonte di concessione limitato e non le emissioni con altri settori energetici (non elettrico). Pertanto, questi modelli non sono molto utili per l'analisi delle politiche energetiche a livello nazionale (*ad esempio*, obiettivi nazionali di riduzione delle emissioni di carbonio) [119].

A causa di questi fattori, i tradizionali approcci di pianificazione a lungo termine impiegati in India non tengono conto della variabilità e dell'incertezza delle RE a breve termine. L'analisi delle opzioni di flessibilità per integrare l'energia rinnovabile in scenari futuri non rientrava nell'ambito degli studi precedenti [120], [121], [122], [123], [124]. Pertanto, il portafoglio di sistemi riportato da questi esercizi corrispondente a futuri piani di espansione RE su larga scala è spesso irrealistico. Non è garantito che le risorse del sistema pianificate da questi modelli possano essere gestite in modo flessibile e affidabile in tempo reale. Poiché le fonti rinnovabili variabili giocherebbero un ruolo importante nel portafoglio di generazione futura, è necessaria una revisione importante delle attuali metodologie di pianificazione.

5.3 . Modifica della modellazione richiesta

Un miglioramento degli approcci di pianificazione tradizionali può essere ottenuto in vari modi, come l'inclusione diretta di vincoli operativi, l'adozione di una risoluzione temporale e spaziale più elevata nei modelli di pianificazione e il collegamento tra modelli di pianificazione e operativi [125], [126]. Recentemente, sono stati fatti diversi tentativi per utilizzare quadri di modellazione ibrida bidirezionale per la pianificazione dell'integrazione RE a lungo termine [127], [128], [129], [130]. Nel contesto indiano, ci sono varie possibilità di modellazione dei miglioramenti correlati. Alcuni studi recenti in India hanno iniziato a esaminare queste strade come l'utilizzo di modelli di costi di produzione ad alta risoluzione, che rappresentano alcuni aspetti operativi nei modelli di pianificazione ecc. [131], [132], [133], [134]. Segue una breve descrizione di approcci di modellazione energetica ibrida che studi futuri in India potrebbero prendere in considerazione per la pianificazione del settore a lungo termine per garantire la flessibilità del sistema.

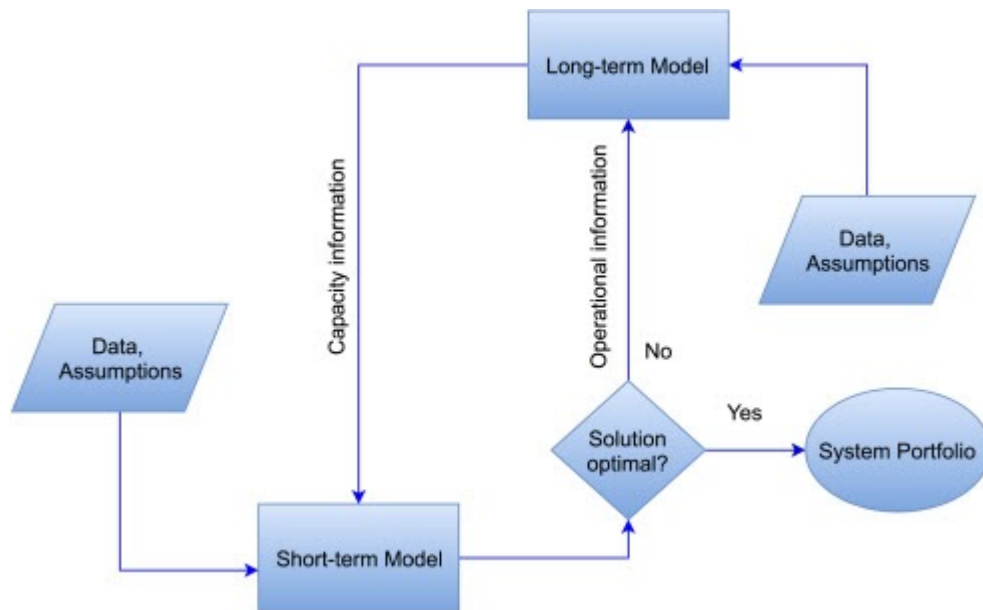


Figura 14 . Approccio di collegamento tra modelli bidirezionali. 5.3.1 . Approcci alla modellazione ibrida. Approcci ibridi, che coinvolgono modelli operativi del settore energetico e del sistema energetico in un quadro iterativo tramite lo scambio di dati bidirezionale, possono essere un importante miglioramento nel paradigma di un lungo termine nel contesto indiano. In questo metodo, un modello in scala operativa verifica l'idoneità di un portafoglio di sistemi design dal modello a lungo termine, simulando l'impegno e il dispaccio dell'unità. Quindi, restituisce informazioni su scala operativa (*ad esempio* , fattore di riduzione RE, ruolo di archiviazione) a un modello di sistema, che quindi riesegue l'ottimizzazione e tenta nuove soluzioni (Fig. 14). I modelli operativi possono essere ulteriormente utilizzati in connessione con gli strumenti geospaziali per sviluppare curve di offerta realistiche delle fonti di energia rinnovabile, considerando il costo di integrazione della rete. Il costo di integrazione include il costo relativo all'infrastruttura di rete (nuova rete di trasmissione), il costo del profilo (dovuto a ridotte ore di funzionamento a pieno carico del generatore termico, requisiti di rampa aggiuntivi e riduzione) e il costo di bilanciamento (ciclo aggiuntivo dei generatori convenzionali) [15] , [135] . La curva di offerta che riflette il costo di integrazione può essere utilizzata da modelli a lungo termine per considerare l'impatto della variabilità delle risorse RE nella pianificazione del sistema [136] . 6 . Discussioni e conclusioni. I piani di integrazione della rete su larga scala dell'energia solare ed eolica stanno cambiando il paradigma del funzionamento e della pianificazione tradizionali del sistema energetico indiano. Gli impatti negativi si stanno verificando sotto forma di complessità operative e riduzione della generazione in diversi stati dell'India. Con un obiettivo di penetrazione elevato già fissato, questi problemi aumenteranno in futuro. Pertanto, diventa necessario aggiungere ulteriore flessibilità al portafoglio di sistemi per mantenere l'affidabilità, la stabilità e la sicurezza. Questo documento cerca di identificare opzioni tecnologiche adeguate da cui ottenere flessibilità. Inoltre, riconosce anche diverse politiche e meccanismi normativi per incoraggiare lo sviluppo flessibile delle capacità e il funzionamento del sistema. Finalmente, Per aumentare la flessibilità nel sistema energetico indiano, le aree che richiedono un'opportunità di stoccaggio idroelettrico, il retrofit delle centrali elettriche a carbone esistenti e lo sviluppo di infrastrutture di trasmissione adeguata. Un protocollo di funzionamento del sistema migliore, come un migliore coordinamento delle aree e una previsione accurata della generazione di RE, dovrebbero essere anche le esigenze di interesse che possono migliorare le aree di sviluppo in tempi e costi minimi. Nuove aggiunte di capacità costante (*ad esempio* , impianti a carbone) devono avere una maggiore efficienza a carico parziale, velocità di rampa e tempi di sviluppo inferiori. Con un adeguato supporto normativo in atto, DSR e sistema di accumulo di energia sia dal lato dell'offerta che della domanda (*ad es* , su scala MW ed EV) rivelarsi opportunità di offerta a lungo termine per mitigare le fluttuazioni RE su larga scala. Le recenti iniziative per rilanciare le centrali elettriche a gas incagliate contribuiranno a realizzare parte del bisogno di flessibilità. La disponibilità di gas sia incerta a lungo, la continuazione di un'adeguata fornitura di gas agli impianti, specialmente negli stati ricchi di RE, sarà la chiave per gestire i problemi relativi alla rete. Nonostante un consenso sulle esigenze di flessibilità aggiuntiva del sistema per aumentare la penetrazione delle ER, le questioni di paesi come l'India sono uniche. Puntare a un sistema altamente flessibile comporta un elevato investimento infrastrutturale, che può aumentare significativamente i costi di alimentazione. Ciò può, a sua volta, ostacolare il raggiungimento degli obiettivi relativi allo sviluppo sostenibile. La valutazione del costo incrementale per la transizione in uno scenario di sistema flessibile deve essere effettuata in modo approfondito. Il ruolo di adeguate politiche e meccanismi di mercato è fondamentale a questo proposito per

bilanciare gli obiettivi di massimizzazione del benessere sociale e l'incoraggiamento di nuovi investimenti in RE. In India, è necessario sviluppare disposizioni normative per consentire alle risorse esistenti di operare in modo flessibile e promuovere nuove risorse flessibili come lo storage per diventare mainstream. Per quello, le nuove politiche dovrebbero valutare le risorse del sistema per la loro qualità del servizio oltre alla loro capacità. Inoltre, la deregolamentazione del sistema elettrico, il consenso politico e l'adeguatezza infrastrutturale possono aprire opportunità per adottare una solida struttura di mercato per attrarre investimenti per capacità flessibili. La regolamentazione della flessibilità operativa a breve termine dovrebbe acquisire servizi ausiliari attraverso meccanismi di mercato sul lato della domanda e dell'offerta. Nuovi robusti prodotti di mercato dovrebbero essere adatti per offrire una flessibilità rapida per il funzionamento del sistema. Ciò può includere nuovi meccanismi per lo scambio di energia reti su una piattaforma di mercato. L'accumulo di energia e l'aggregazione geografica di piccole aree di sono gli ingredienti essenziali di ogni futura pianificazione operativa. A lungo, la capacità di generazione, compreso lo stoccaggio, acquisita mediante meccanismi diversi dovrebbe fornire crediti, mandati o termine di mercato su aste. Per questo, i progetti del mercato della capacità devono essere modellati in base alle esigenze specifiche del paese. Nel contesto, è necessario un contesto più per mantenere la flessibilità della rete attraverso la normativa, complesso politico inclusivo, ecc., ottenere adeguati segnali economici per gli investimenti. Oltre alle strozzature legato alle infrastrutture e alle politiche associate allo sviluppo di sistemi flessibili, anche le sfide metodologiche uguale attenzione. La progettazione di un portafoglio di sistemi flessibili a lungo richiede la valutazione di informazioni su scala operativa nei modelli di pianificazione. I precedenti studi a livello nazionale in India sono deboli a questo proposito. Sono quindi necessari approcci di modellazione e pianificazione migliori per progettare nuove politiche energetiche e identificare un portafoglio di sistemi flessibili ottimale. Gli approcci/modelli tradizionali utilizzati in precedenza a questo scopo devono considerare l'importanza dei diversi modelli specifici del settore e della loro interconnessione. Pertanto, lo sviluppo di un sistema flessibile in India deve considerare diversi fattori. La flessibilità del sistema, disponibile nell'attuale portafoglio di sistemi di alimentazione ma sottoutilizzata, dovrebbe essere sfruttata adeguatamente. Le esigenze di flessibilità varieranno da stato a stato in base alle infrastrutture esistenti, ai futuri piani di sviluppo economico, alla disponibilità di risorse energetiche e allo sviluppo della capacità di RE. Pertanto, sono necessari studi di pianificazione su scala nazionale che utilizzano modelli granulari con dettagli a livello statale per ottimizzare la progettazione futura del sistema. I pianificatori di livello nazionale, gli operatori dei sistemi energetici, l'autorità di regolamentazione e gli accademici dovrebbero coordinarsi maggiormente per sviluppare strumenti e algoritmi efficienti, manutenzione avanzata dei dati e pratiche di gestione in questo senso.

Lo stoccaggio e il trasporto dell'energia sono chiavi essenziali per garantire la continuità dell'energia al cliente. La produzione di energia elettrica sta cambiando radicalmente in tutto il mondo a causa degli effetti ambientali dei gas serra (GHG) prodotti dai combustibili fossili. Le imprevedibili variazioni giornaliere e stagionali della domanda di energia elettrica possono essere affrontate introducendo i sistemi di accumulo di energia (ESS) e quindi mitigando l'emissione extra di GHG nell'atmosfera. Le tecniche di immagazzinamento dell'energia possono essere meccaniche, elettrochimiche, chimiche o termiche e così via. La forma più popolare di accumulo di energia sono le centrali idrauliche che utilizzano l'accumulo di pompaggio e sotto forma di combustibile immagazzinato per le centrali termiche. La classificazione degli ESS, il loro stato attuale, i difetti e le tendenze attuali sono presentati in questo articolo. Lo stato attuale delle riserve di combustibili fossili,² sono anche discusse le emissioni. I vettori energetici primari carbone, petrolio e gas non sono distribuiti uniformemente lungo il globo. Le lunghe distanze sono coinvolte nel trasporto di questi vettori energetici e il trasporto e la consegna di queste risorse chiave ai clienti principali è sempre necessario. In questo articolo vengono discussi anche i diversi metodi per trasportare l'energia dalla sorgente alla domanda. Viene discussa la valutazione dei vari metodi di stoccaggio dell'energia sulla base di diversi fattori e lo stato attuale e lo sviluppo

dello stoccaggio e del trasporto di energia in Pakistan. **1. INTRODUZIONE.** Lo

sviluppo socio economico di un paese si misura dal consumo di energia pro capite. L'energia è la chiave del mondo meccanico moderno. L'alimentazione continua delle macchine è obbligatoria. La fornitura comprende l'estrazione, lo stoccaggio e il trasporto di energia; l'energia è principalmente fornita da fonti primarie come: sole, vento, acqua e combustibili fossili. I combustibili fossili sono molto cari all'umanità da molto tempo. La domanda di energia è aumentata notevolmente a causa del rapido aumento della popolazione mondiale e delle abitudini dei consumatori per utilizzare questa energia. Secondo l'Agenzia internazionale per l'energia (IEA), la domanda di energia è aumentata del 2,1% nel 2017 rispetto allo 0,9% nel 2016. Questo aumento è stato in media dello 0,9% negli ultimi 5 anni. 1 Allo stesso modo, secondo la BP Statistical Review of World Energy, la crescita del consumo di energia primaria è stata in media del 2,2% nel 2017 rispetto all'1,2% nel 2016. 2 Il mondo non può soddisfare questa domanda di energia basandosi solo su metodi convenzionali di produzione di energia. La domanda energetica globale totale ha raggiunto 13 511 milioni di tonnellate di petrolio equivalente (Mtoe) nel 2017 rispetto a 11 558 Mtoe nel 2007. 2 Pertanto, per soddisfare la domanda è necessario l'uso di nuovi metodi come l'energia rinnovabile e lo stoccaggio dell'energia in eccesso in modo sensato. L'accumulo di energia significa l'uso di diversi metodi per la fondazione dell'energia, che può essere utilizzata in futuro quando necessario. 3 L'energia elettrica è un prodotto impercettibile, universale, facilmente reperibile al minor costo possibile nella maggior parte dei casi nel mondo e ormai considerato un bene di consumo comune. 4 L'immagazzinamento dell'elettricità non è un compito facile e di solito viene effettuato convertendola in altre forme di energia. 5 Questa energia può essere trasformata in forme meccaniche, chimiche, termiche e di altro tipo quando richiesto. Si prevede che la domanda di elettricità aumenterà del 40% nel consumo finale fino al 2040. 6 Quasi un terzo dell'aumento della domanda di elettricità proviene dai motori elettrici industriali. L'aumento del reddito, l'introduzione sul mercato di tecnologie connesse intelligenti e l'installazione di nuovi sistemi di raffreddamento sono i fattori chiave per l'aumento della domanda di energia. 6 Allo stesso modo, la domanda di elettricità varia durante il giorno e anche il costo dell'elettricità varia di conseguenza. Durante il periodo di picco del carico, le aziende elettriche avevano alcuni costosi impianti di

generazione di energia. Tali impianti funzionano con la centrale elettrica di carico di base per soddisfare la domanda. Si riferisce anche alla selezione dei combustibili sulla base degli studi effettuati sul dispacciamento economico per diversi tipi di centrali elettriche. In questo scenario, è sempre necessario un sistema di accumulo di energia (ESS) sufficiente per far fronte alle improvvise variazioni di carico. Prevalentemente nelle centrali idrauliche, avviene mediante l'accumulo di pompaggio e sotto forma di combustibile stoccato nel caso delle centrali termiche. Quindi, immagazzinando energia, questa domanda nelle ore di punta può essere soddisfatta facilmente senza utilizzare costosi impianti di generazione di energia. L'energia rinnovabile come gli impianti fotovoltaici ed eolici può fornire l'approvvigionamento energetico necessario nelle ore di picco di carico. Questa energia extra può essere immagazzinata in un sistema di accumulo per ridurre i costi di generazione. Secondo la società di rilevamento statistico IHS Markit, il mercato mondiale dello stoccaggio di energia si sta sviluppando in modo esponenziale fino a una dimensione di installazione annuale di 6 gigawatt (GW) nel 2017 e più di 40 GW entro il 2022, da una base iniziale di soli 0,34 GW introdotta nel 2012 e 2013.⁷ Questo studio è organizzato come segue: una panoramica dell'energia e dei combustibili fossili, i consumi energetici dei combustibili fossili e le emissioni di CO₂ sono discussi nella sottosezione successiva. L'importanza dello stoccaggio dell'energia, la sua classificazione dettagliata e la revisione completa sono presentati nella Sezione [3](#). Le diverse modalità di trasporto dei combustibili fossili sono presentate nella Sezione [3](#). La valutazione e il confronto delle varie tecnologie di stoccaggio dell'energia sono eseguite nella Sezione [4](#). La sezione [5](#) è composta dall'attuale stoccaggio e trasporto dell'energia dello stato energetico del Pakistan. Alla fine, la Sezione [6](#) riassume le osservazioni conclusive e il lavoro futuro.^{1.1}

Panoramica dell'energia e dei combustibili fossili. La panoramica del consumo di energia, delle riserve di combustibili fossili e della produzione di combustibili fossili è discussa qui brevemente. La Figura [1](#) mostra il consumo di energia primaria in Mtep sull'asse Y sinistro e la popolazione mondiale per tre decenni sull'asse Y destro. Il consumo di energia primaria include il consumo di petrolio, gas naturale (GN), carbone, nucleare, idroelettrico e rinnovabili. Il consumo di energia è stato di 7162 Mtep nel 1985, che è stato aumentato a 8565

Mtep nel 1995, 10 893 Mtep nel 2005, 13 060 Mtep nel 2015 e 13 511 Mtep nel 2017. La crescita del consumo primario negli ultimi 10 anni ha una media di 1,7 % per anno. L'aumento e la diminuzione percentuale più elevati sono stati osservati rispettivamente nel 2004 e nel 2009. 2

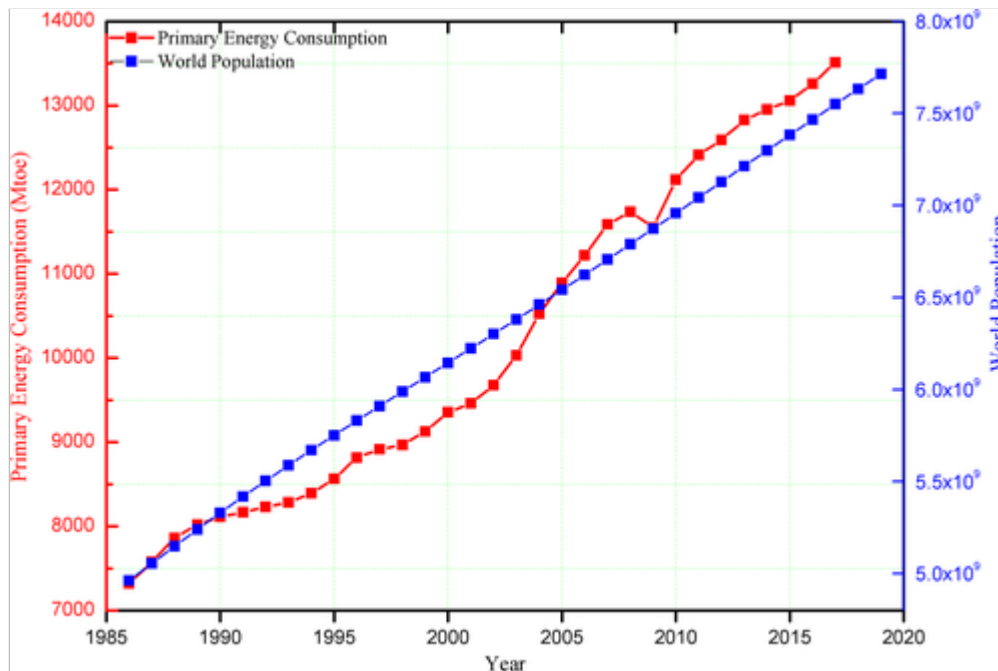


Figura 1 Il consumo di energia primaria e la popolazione mondiale (Fonte dati: Statistiche BP, Worldometers 2, 8) I combustibili fossili sono molto apprezzati dall'uomo da molto tempo e si riferiscono a petrolio, carbone e gas. L'asfalto, che è una forma di carbone, veniva utilizzato nelle torri e nella costruzione di muri più di 4000 anni fa. Pozzi petroliferi sono stati trovati vicino a Babilonia e anche sulle rive del fiume Isso. I primi pozzi petroliferi scavati in Cina nel 347 d.C. erano profondi 240 m. 9 Il petrolio greggio è un liquido infiammabile che contiene una miscela di idrocarburi complessi. I giacimenti di petrolio sono distribuiti in modo non uniforme sulla terra e finora sono stati scoperti circa 50.000 giacimenti di petrolio. 10 La crescita media del consumo mondiale di petrolio nel 2017 è stata dell'1,8% Milioni di barili al giorno (Mb/g). 11 La figura 2 mostra che le riserve petrolifere totali accertate in migliaia di milioni di tonnellate (Mt) alla fine del 2017, mostra che le riserve di petrolio sono dominate dal Medio Oriente (45,69%), dal Sud e Centro America (21,4%) e dal Nord America (14,3 %). La quota di Asia Pacifico, Africa e Commonwealth of

Independent States (CIS) è molto piccola e la maggior parte dei paesi di queste regioni importa petrolio da altri paesi. 2 La produzione totale di petrolio è stata di 4321 Mt entro il 2016 e il consumo finale complessivo di carburante include il 47,7% di petrolio. 12

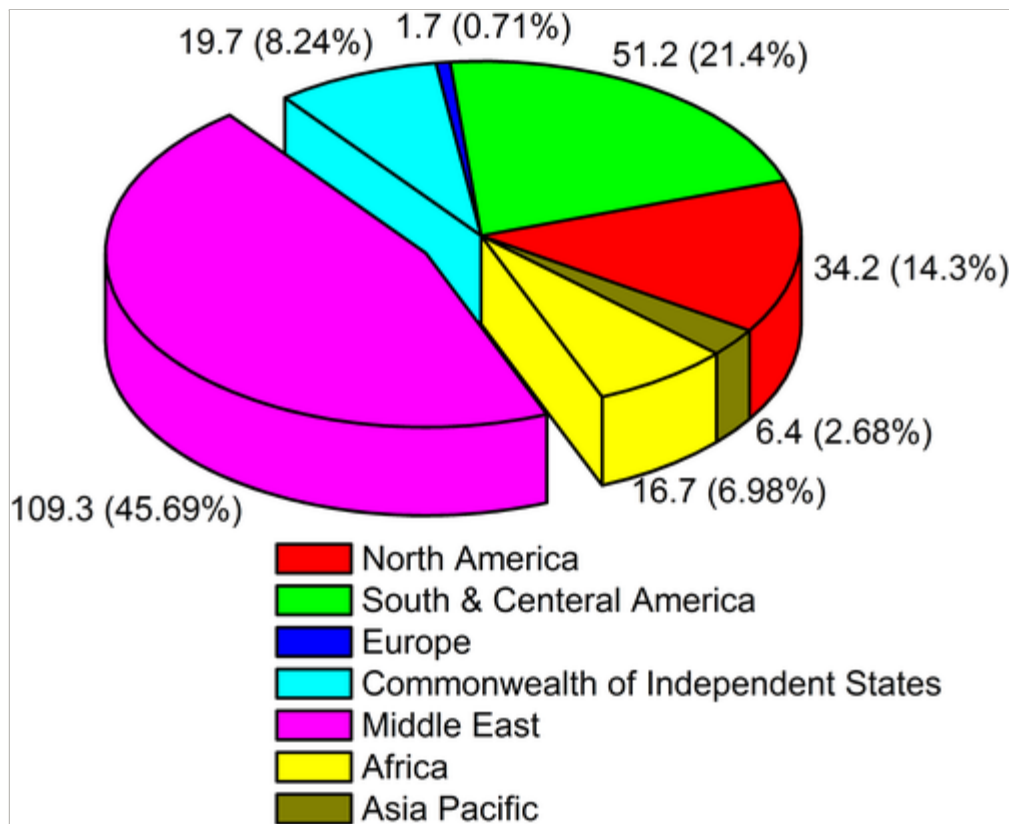


figura 2. Riserve totali accertate di petrolio nel mondo in migliaia di Mt (Fonte dati: Statistiche BP). La produzione di petrolio (Mt) dei paesi che hanno prodotto la maggior parte del petrolio mondiale negli ultimi tre decenni è presentata nella Figura 3. Mostra che la produzione di petrolio è maggiore in Arabia Saudita, Stati Uniti d'America (USA) e Federazione Russa e hanno condiviso rispettivamente il 13%, il 12,8% e il 12,6% della produzione totale nel 2017. 2 Gli ottimisti ritengono che quantità e produzione di petrolio aumenteranno nel 2100 al ritmo di 105 Mb/g e scenderanno a 40 Mb/g entro il 2400. Ma, secondo i pessimisti, l'era del petrolio è ormai finita. 13

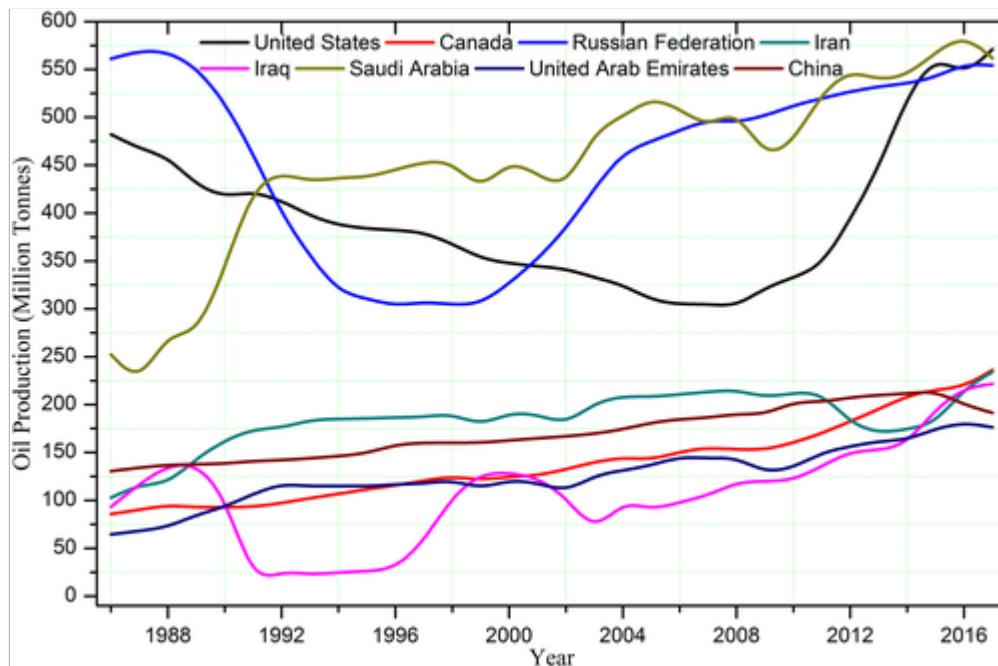


Figura 3 Tendenze della produzione di petrolio negli ultimi tre decenni in diversi paesi. (Fonte dati: Statistiche BP) NG è stato utilizzato dai cinesi per convertire l'acqua di mare in sale. I fuochi NG erano considerati fuochi sacri nelle regioni persiane. Finora è il secondo combustibile fossile più caro. ¹⁴ Le riserve accertate totali di NG in trilioni di metri cubi (tcm) sono presentate nella Figura [4](#). Era dominato dal Medio Oriente, dalla CSI e dall'Asia Pacifico con una quota rispettivamente del 40,9%, 30,61% e 19%. Le riserve di NG nel mondo erano 128,1, 163,5, 193,5 tcm rispettivamente nel 1997, 2007 e 2017. ¹⁵

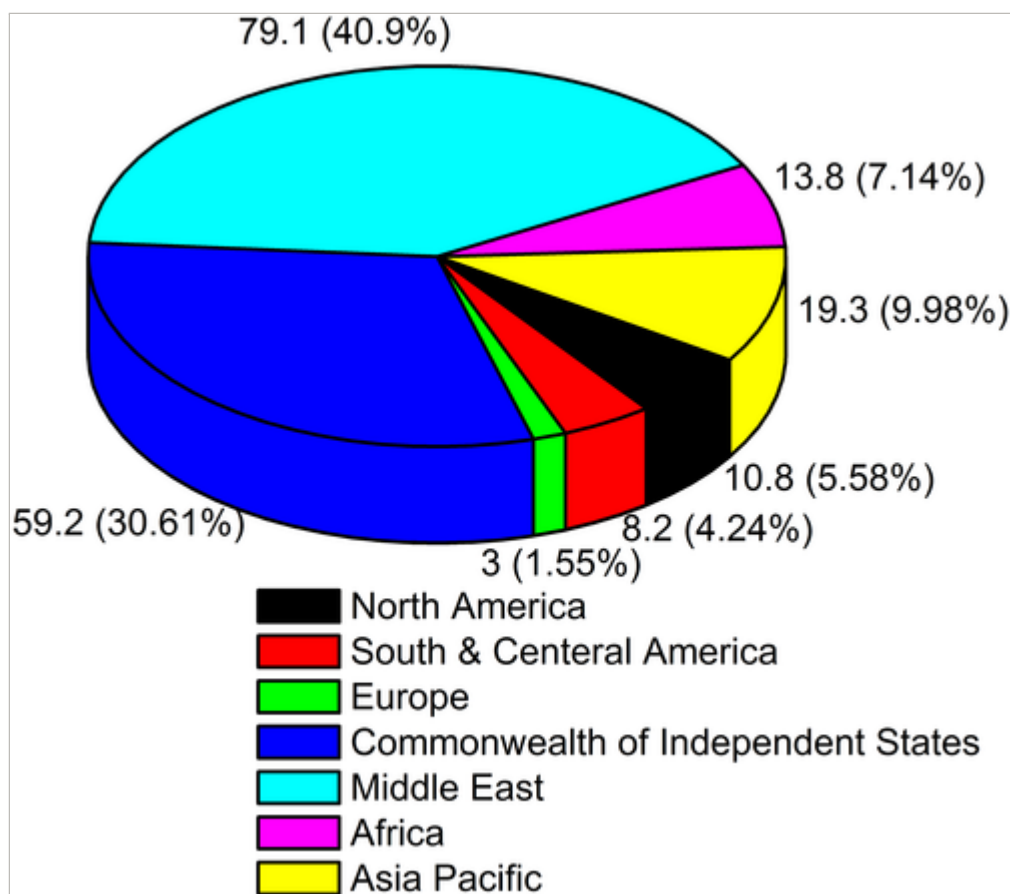


Figura 4. Riserve comprovate di NG in tcm. (Fonte dati: Statistiche BP) La produzione totale di GN era di 3164.6 Mtep alla fine del 2017. La produzione di GN è dominata da USA e Federazione Russa con rispettivamente 631,6 e 546,5 Mtep. Considerando che la produzione è diminuita in Canada nell'ultimo decennio, come mostrato nella Figura 5. La produzione di GN è aumentata in modo significativo in Iran dal 2004. USA, Federazione Russa, Iran e Cina hanno condiviso rispettivamente il 20%, il 17,3%, il 6,1% e il 4,1% della produzione totale nel 2017. 2

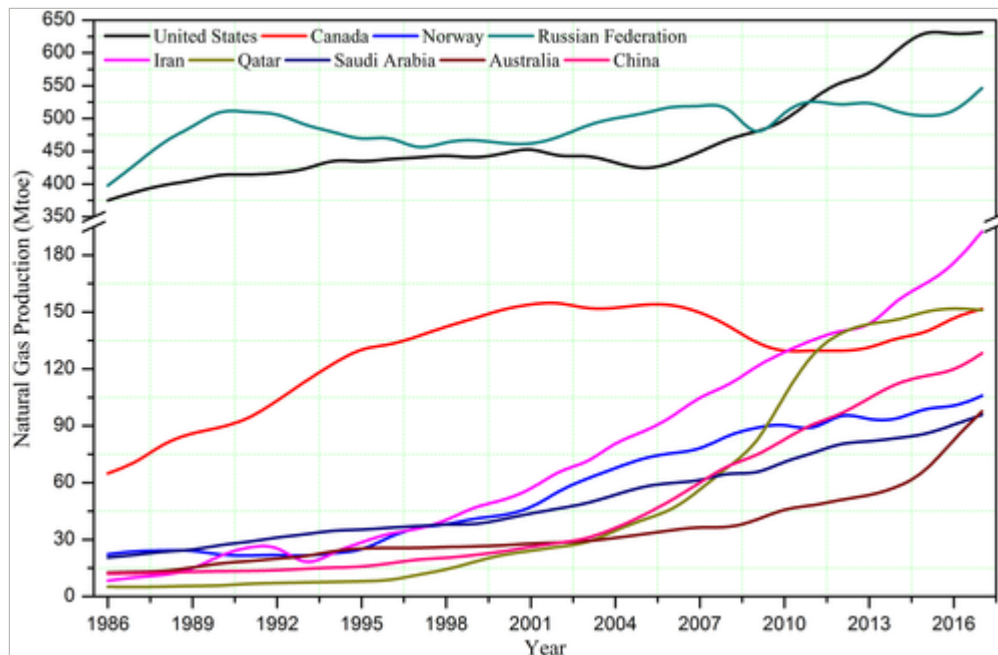


Figura 5. Tendenze nella produzione di GN (Mtep) negli ultimi tre decenni in diversi paesi (Fonte dati: Statistiche BP). La maggior parte delle riserve accertate di carbone si trovano in Asia Pacifico (40,99%), Nord America (25%) e CSI (21,57%). La Figura 6 mostra le riserve totali di carbone in diverse regioni del mondo. 2 La quota di carbone nell'energia primaria è solo del 27,6% a causa delle maggiori emissioni di gas serra (GHG) e si raccomanda di ridurre il consumo per un ambiente migliore in futuro. Le riserve accertate di carbone totali sono 1 035 012 Mt entro la fine del 2017. 16 Queste riserve accertate di carbone sono considerate sufficienti per soddisfare 134 anni di produzione globale. 16

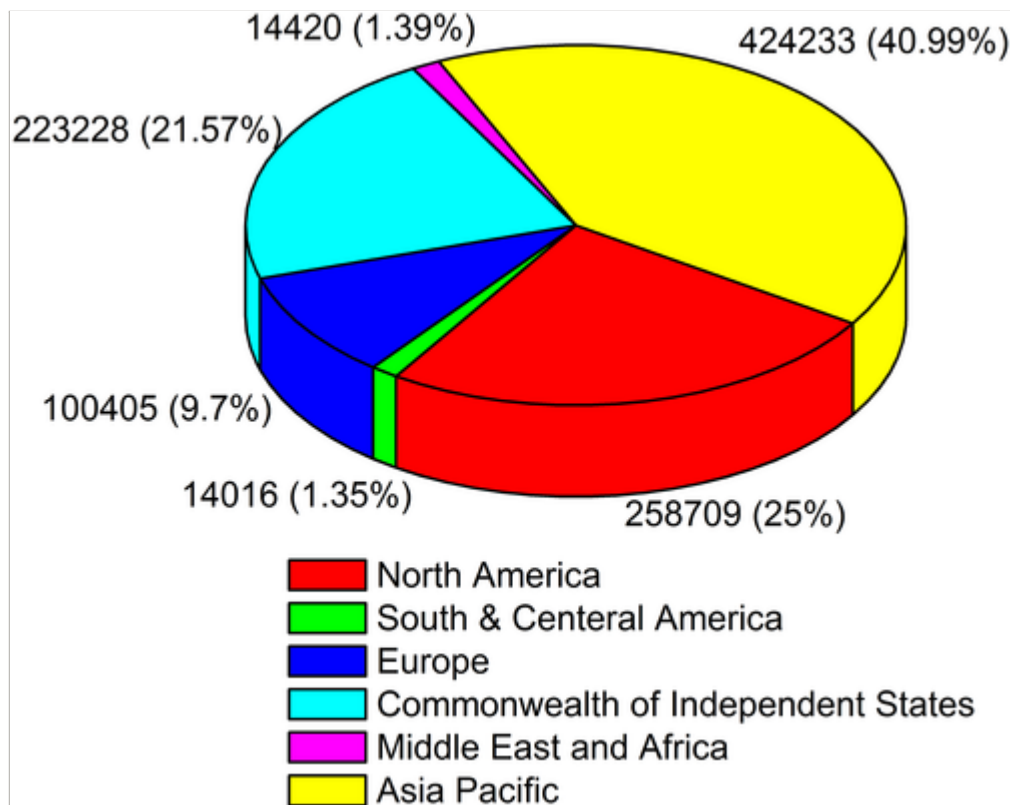


Figura 6. Riserve totali di carbone accertate nel mondo in Mt (Fonte dati: Statistiche BP). Le tendenze nella produzione di carbone sono molto significative per la Cina e quindi mostrate nell'asse Y di destra nella Figura 7. Considerando che, l'asse Y sinistro viene utilizzato per il resto dei paesi. La Cina sta producendo la più alta quantità di carbone dagli ultimi due decenni. La quota della Cina nella produzione mondiale totale di carbone è del 46,6%, mentre la quota di USA, India e Indonesia è rispettivamente del 9,9%, 7,8% e 7,2%. ² La produzione di carbone in Cina e negli Stati Uniti era molto vicina fino al 1993, la produzione e il consumo hanno avuto un aumento in Cina. Questo aumento della produzione e del consumo è dovuto al gran numero di centrali elettriche alimentate a carbone in Cina.

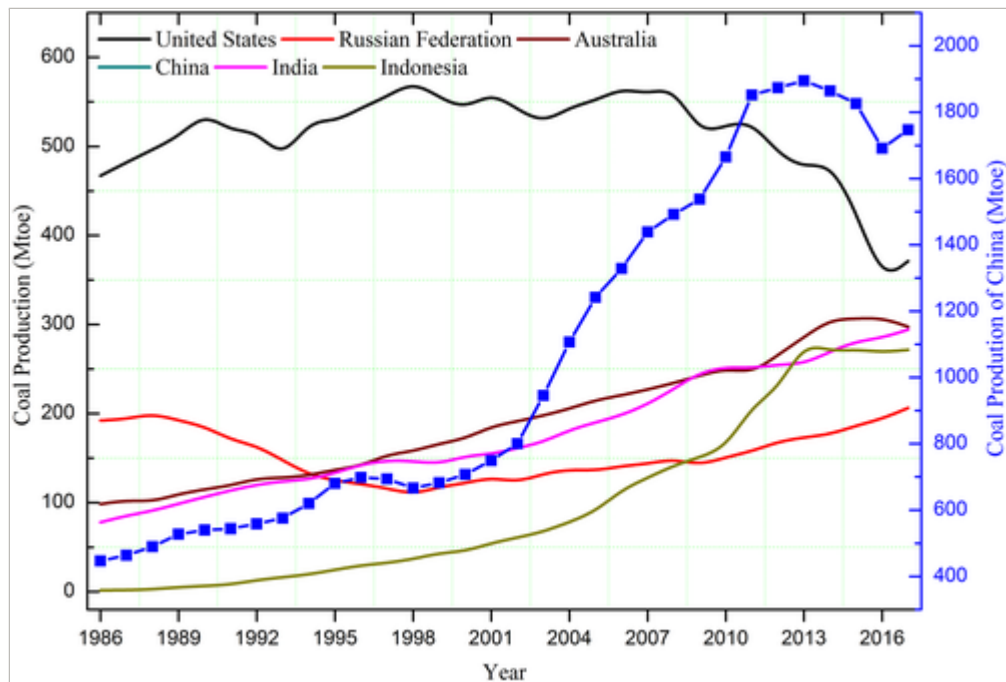


Figura 7. Tendenze della produzione di carbone in diversi paesi negli ultimi tre decenni (Fonte dati: Statistiche BP).

1.2 Consumo energetico ed emissioni di CO₂. Il consumo di combustibili fossili dipende dal fabbisogno energetico di qualsiasi paese, a volte importano per soddisfarlo o utilizzano le risorse locali. Il consumo di energia da combustibili fossili e le emissioni di CO₂ sono strettamente correlati tra loro. La tendenza è che le emissioni di CO₂ sono maggiori nei paesi che consumano più combustibili fossili. Il consumo di petrolio era più alto in Asia-Pacifico (35%) e Nord America (23%) entro il 2018. ¹⁷ Il consumo di GN era più alto in Nord America (23%), Asia-Pacifico (20%) ed Europa (16%) entro il 2018. ¹⁸ Il consumo di carbone è aumentato solo dell'1% nel 2017 e la crescita più elevata è stata osservata nel 2013. La crescita del consumo di carbone è stata più elevata in India (18 Mtep) e Cina (4 Mtep). ¹⁹ La Figura 8 mostra l'andamento dei consumi di petrolio dei diversi Paesi. Mostra che il consumo di petrolio è stato a lungo guidato dagli Stati Uniti ed è in aumento anche in Cina negli ultimi due decenni. Gli altri paesi più consumatori di petrolio sono India, Federazione Russa, Arabia Saudita, Giappone e Corea del Sud.

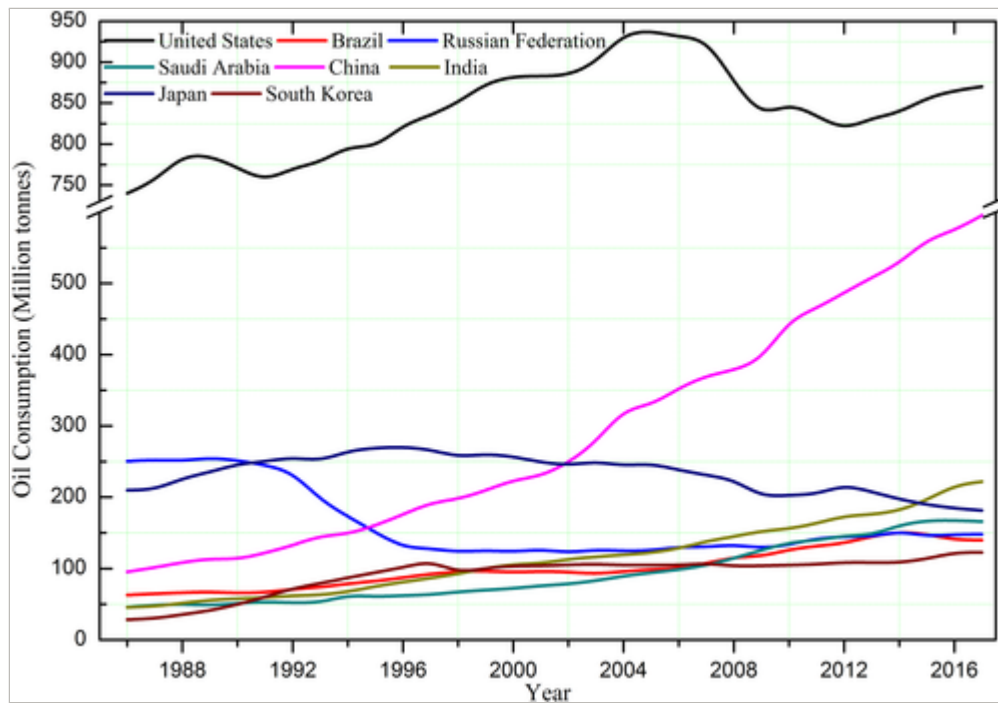


Figura 8. Andamento del consumo di petrolio nei diversi paesi (Fonte dati: Statistiche BP). L'andamento del consumo di GN negli ultimi tre decenni è mostrato nella Figura 9. Mostra che il consumo di GN è dominato dagli Stati Uniti e dalla Federazione Russa dal 1985. È aumentato significativamente anche in Cina e Iran negli ultimi 10 anni. Il consumo di GN di Stati Uniti, Federazione Russa, Cina e Iran era rispettivamente di 635,8, 365,2, 206,7 e 184,4 (Mtep), entro la fine del 2017. 2

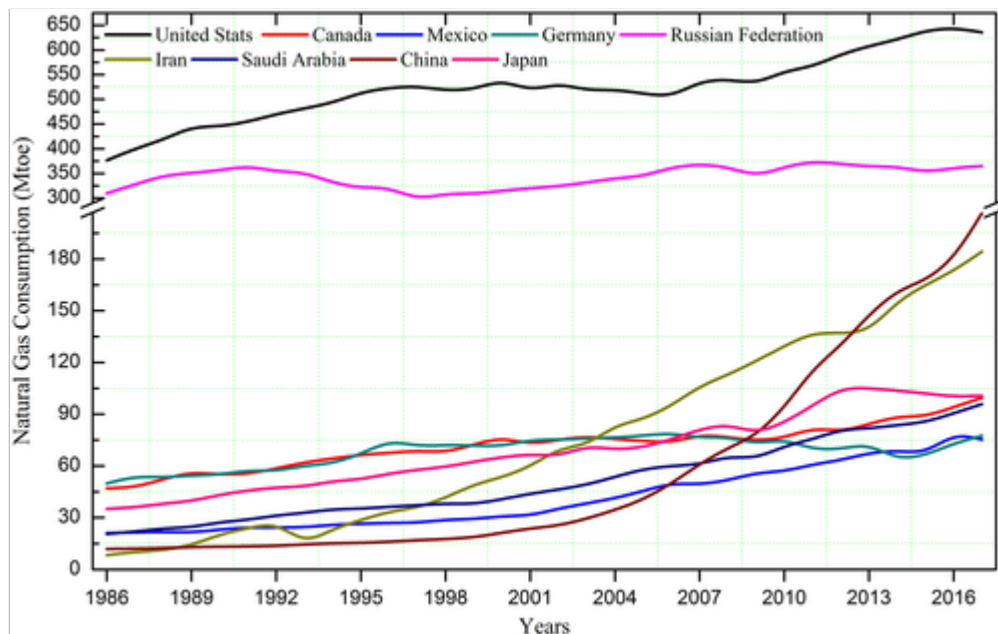


Figura 9. Andamento del consumo di GN nei diversi paesi. (Fonte dati: Statistiche BP). Il consumo di carbone negli ultimi tre decenni in diversi paesi è mostrato nella Figura 10. Mostra una tendenza significativamente in aumento in Cina e quindi viene utilizzato l'asse Y destro. Tuttavia, l'asse Y sinistro viene utilizzato per il resto dei paesi. Mostra che il consumo di carbone sta aumentando in modo esponenziale in Cina poiché era di soli 814,1 Mtep nel 2002 rispetto a 1892,6 Mtep nel 2017 e il picco più alto è stato osservato nel 2013. Il consumo di carbone è stato massimo nel 2005 negli Stati Uniti e nel 2017 in India, era rispettivamente di 545,7 e 424 Mtep. La Cina, gli Stati Uniti e l'India utilizzano il carbone per la maggior parte della loro produzione di elettricità, quindi il suo consumo è maggiore in questi paesi. Il consumo di un'enorme quantità di carbone per l'elettricità non è ancora molto diffuso nel resto del mondo.²

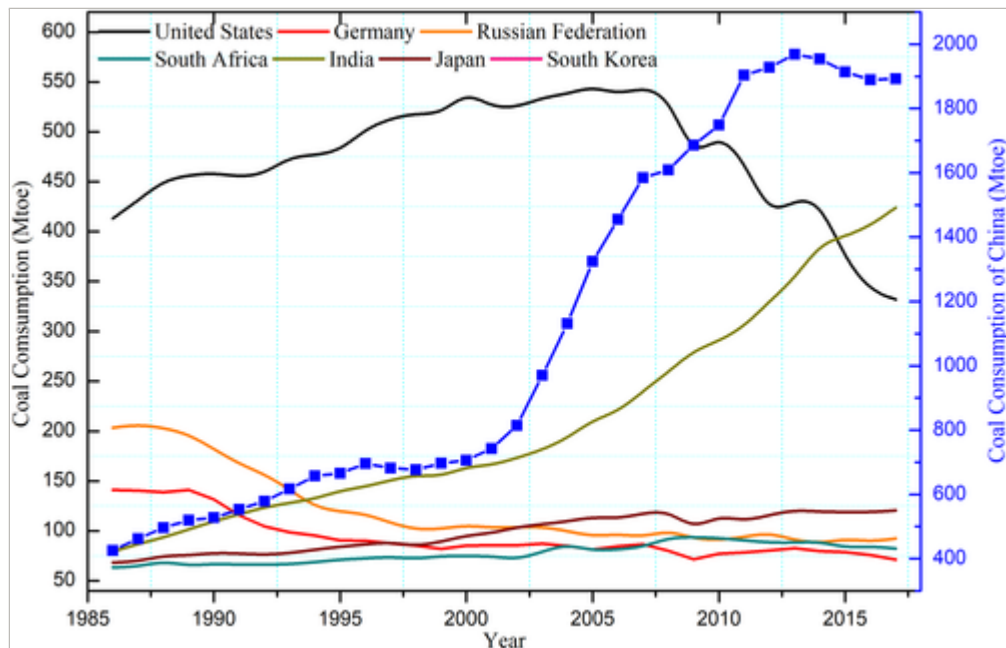


Figura 10. Andamento del consumo di carbone nei diversi paesi (Fonte dati: Statistiche BP). L'impatto crescente della combustione di combustibili fossili per l'elettricità ha imposto una seria minaccia all'ambiente mondiale (riscaldamento globale, esaurimento dello strato di ozono, inquinamento e drastici cambiamenti nell'ambiente come piogge acide e siccità e così via). Secondo il rapporto AR5 di un panel intergovernativo sui cambiamenti climatici (IPCC), le emissioni mondiali di GHG sono state di quasi $49 \pm 4,5$ Gt di CO_2 nel 2010 ed è in continuo aumento. La CO_2 è responsabile del 78% delle emissioni di GHG nel pianeta terra, mentre tutti gli altri gas rappresentano solo il 22% delle emissioni di GHG. Pertanto, è considerata una fonte significativa di cambiamento climatico sulla terra oggi. ²⁰, ²¹ Le statistiche IEA e BP hanno rivelato che una grande quantità di emissioni di CO_2 era entrata nell'atmosfera, principalmente da paesi sviluppati come Cina e Stati Uniti, e così via ², ²² Secondo BP Statistics, entro la fine del 2017, le emissioni di CO_2 di Cina, Stati Uniti, India, Russia e Giappone hanno raggiunto rispettivamente 9232,6, 5087,7, 2344,2, 1525,3 e 1176,6 Mt CO_2 . ² Gli altri paesi responsabili anche delle emissioni di CO_2 sono Germania, Corea del Sud, Iran, Canada, Arabia Saudita, Indonesia, Messico, Brasile e Sud Africa con le loro emissioni combinate di 5099,2 Mt CO_2 che sono inferiori rispetto alla sola Cina e quasi uguale agli Stati Uniti. Il grafico in Figura ¹¹ mostra l'andamento delle emissioni di CO_2 di soli cinque paesi che emettono la

quantità massima di CO₂ nell'atmosfera. Mostra che gli Stati Uniti stavano emettendo più CO₂ di tutti gli altri paesi dal 2004, poi nel 2005 la Cina ha attraversato gli Stati Uniti nelle emissioni di CO₂ e negli Stati Uniti le emissioni di CO₂ sono diminuite dal 2007. Pertanto, il mondo deve adottare misure preventive come l'uso di energia pulita, metodi rispettosi dell'ambiente per la produzione di energia elettrica e lo stoccaggio di energia, e così via per ridurre le emissioni di CO₂ nell'atmosfera. 23

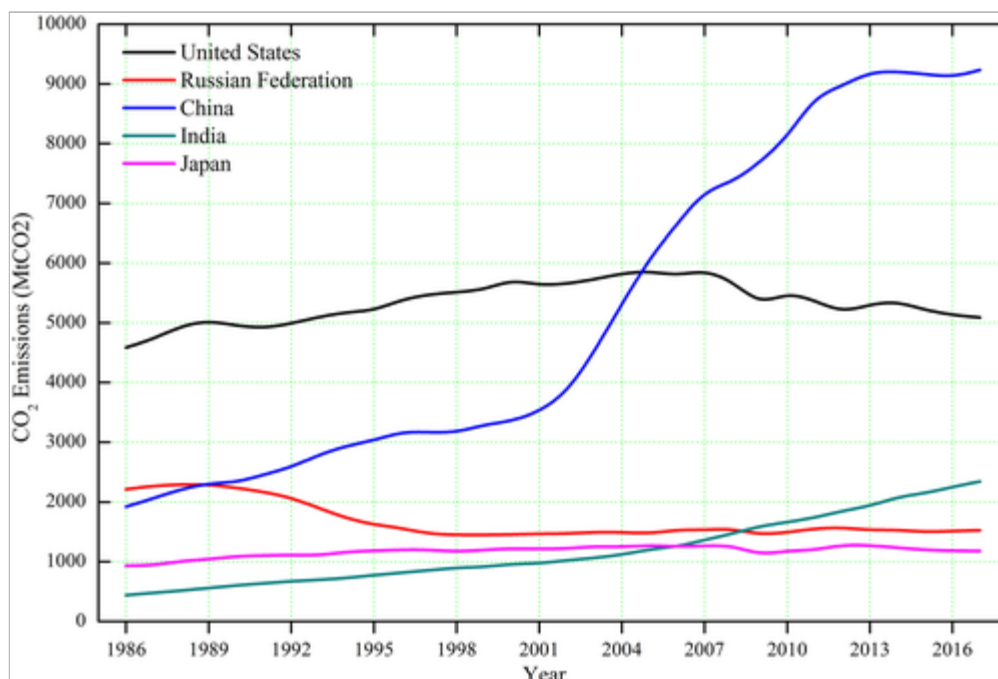


Figura 11L' andamento delle emissioni di CO₂ (MTCO₂) dei paesi con emissioni massime.(Fonte dati: Statistiche BP) ²

2 CLASSIFICAZIONE DI ESS s

I sistemi ESS stanno emergendo e i ricercatori stanno trovando le possibili applicazioni di archiviazione a basso costo, efficienti e a lungo termine. Il problema principale che richiede una soluzione adeguata per l'utilizzo delle tecnologie ESS è il loro costo di investimento e il costo di esercizio dovrebbe rientrare nei limiti accettabili. Inoltre, non dovrebbero causare alcun problema all'ambiente. Gli ESS possono essere ampiamente classificati come; sistema di

accumulo meccanico, accumulo di energia elettrochimica (ECES), accumulo di energia chimica e ESS termici. La classificazione dettagliata di ESS è fornita nella Figura 12 . La classificazione viene effettuata in base alla forma dell'energia immagazzinata.

Classification of Energy Storage Technologies			
Mechanical storage system	Electro-Chemical Energy Storage (ECES)	Chemical Energy Storage	Thermal Energy Storage
Pumped Hydro Storage (PHS)	Batteries Storage (Lead acid, Li-ion, NiCd, NaS and ZEBRA)	Hydrogen Storage H ₂ storage/ Fuel Cells (PAFC, AFC, PEMFC, MCFC, SOFC)	Sensible Heat Storage (Hot and cold water storage, aquifer storage and molten salt storage)
CAES (D-CAES and A-CAES)	Flow Batteries Redox flow/Hybrid flow		
	Capacitor Storage		
Flywheel Storage (Low, intermediate and high speed)	Electromagnetic Energy Storage (SMES)	Biofuels	Latent Heat Storage (PCM materials)

Figura 12. Classificazione degli ESS in base alla forma dell'energia immagazzinata. L'IEA ha stimato che il riscaldamento globale potrebbe essere ridotto al di sotto dei 2°C, se la capacità installata delle tecnologie di stoccaggio dell'energia aumentasse da 140 GW nel 2014 a 450 GW nel 2050. ²⁴ Secondo l'ultimo rapporto sugli ESS dell'Electric Power Research Institute (EPRI) , la capacità totale installata di ESS connessa alla rete è stata di 140 976 MW nel 2014. ²⁴ , ²⁵ Quasi il 99,3% della quale è stata immagazzinata sotto forma di pompaggio idroelettrico (PHS) e il resto ~ 1% è stato coperto da tutti gli altri tipi di tecnologie .La quantità di ESS è in aumento ed aggiornata finora griglia installata capacità globale connessa di ESS era quasi 175 823 MW nel 2018. ²⁶ In cui, le PHS era circa 169,557 GW, che è 96% della capacità totale installata di tutta l'energia metodi di conservazione utilizzati nel mondo. La quota di tutte le altre fonti è aumentata a ~ 4%. Sebbene la quantità di dispositivi di accumulo di energia sia in crescita, c'è ancora bisogno di un forte aumento in futuro. Il grafico a torta dettagliato degli ESS installati è illustrato nella Figura 13 A,B. Tutte le altre forme di ESS; L'ECES, lo stoccaggio meccanico (eccetto PHS), lo stoccaggio chimico (idrogeno) e l'energia termica hanno una capacità operativa rispettivamente di 2051, 1338, 18 e 2859 MW. ²⁶

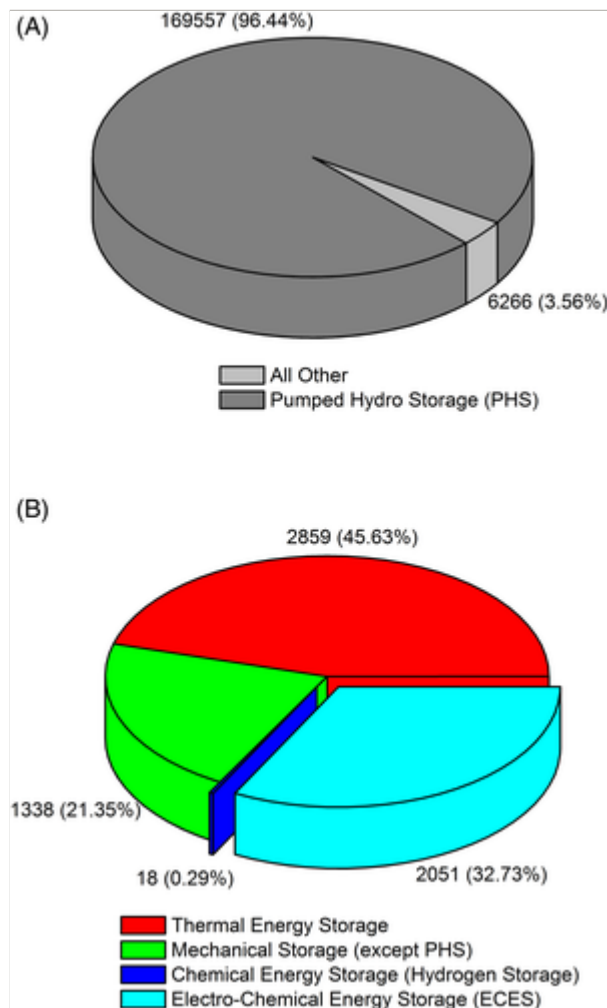


Figura 13.A, La capacità operativa totale connessa alla rete (MW) degli ESS installati. B, Capacità operative connesse alla rete di tutte le altre forme di ESS (MW)

26. Un tipico ESS elettrico è costituito dall'unità di archiviazione e da un'unità di conversazione di potenza. Le tensioni CC vengono utilizzate per azionare l'unità di accumulo di energia e l'inverter viene utilizzato per convertire la tensione CC dalla potenza immagazzinata alle tensioni CA. Questa potenza CA viene aggiunta alla rete attraverso il sistema di trasmissione CA. In alcuni ESS elettrici il raddrizzatore converte l'alimentazione CA in CC per essere immagazzinata nei sistemi di archiviazione. Ecco come funziona un ESS elettrico di base.

27 L'affidabilità della rete può essere migliorata sfruttando ESS e può consentire l'uso efficiente dell'energia di carico di base utilizzando energia a basso costo durante le ore non di punta e producendo energia e aiutando gli impianti di carico di base a soddisfare la domanda di carico elevato nelle ore di punta.

28 Le capacità operative connesse alla rete (MW) nei paesi

con il massimo accumulo di energia sono mostrate nella Figura 14 . La Cina è leader mondiale con una capacità installata totale di 32 064 MW, la maggior parte dei quali proviene da impianti PHS in Cina. Giappone e Stati Uniti hanno rispettivamente una capacità installata di 28 466 e 25 210 MW.

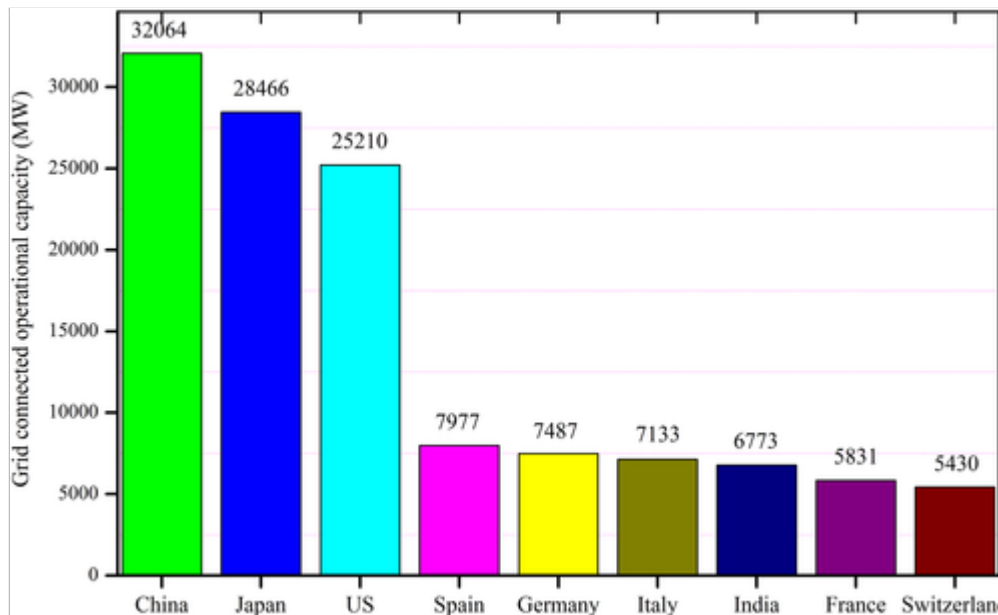


Figura 14. La capacità operativa connessa alla rete (MW) degli ESS di diversi paesi (Fonte dati) 26.2.1 Significato degli ESS. L'energia può essere

facilmente immagazzinata sotto forma di energia elettrica. Pertanto, l'accumulo di energia elettrica (EES) svolge un ruolo importante per immagazzinare energia elettrica per scopi diversi. EES ha l'eccellente capacità di gestire i problemi affrontati nella produzione di elettricità come la domanda di carico, i costi di produzione e l'effetto sul clima della produzione di elettricità che cambiano profondamente. Il fabbisogno di accumulo di energia elettrica è dovuto alle due principali proprietà primarie; in primo luogo l'elettricità viene consumata nello stesso momento in cui viene generata e deve essere fornita elettricità sufficiente per soddisfare la domanda variabile. 2.1.1 Domanda di carico

continuamente variabile. Anche la domanda di carico e il suo andamento cambiano di giorno in giorno. Lo squilibrio tra l'offerta e la domanda e le improvvise variazioni di carico possono causare la perdita del sincronismo del sistema di alimentazione. La stabilità del sistema di alimentazione è

compromessa a causa dello squilibrio di tensione, frequenza e stabilità dell'angolo del rotore. 29 , 30 Il bilanciamento del carico viene effettuato sulla previsione dei cambiamenti di carico in un giorno o un mese e, la maggior parte delle volte, le batterie vengono utilizzate per il bilanciamento del carico. Un banco batterie da 17 MW/14 MWh è stato utilizzato commercialmente per la regolazione della frequenza a Bewag, in Germania e 10 MW/40 MWh presso la sottostazione California Edison Chino, negli Stati Uniti per il livellamento del carico e il controllo istantaneo della frequenza. 31 , 32.

2.1.2 Natura centralizzata dell'energia elettrica.

Il secondo grande svantaggio dell'elettricità è la natura altamente centralizzata della sua produzione. La generazione è per lo più molto lontana dai suoi consumatori. Quindi, è necessario un mezzo di trasmissione per fornire l'alimentazione al consumatore finale. Pertanto, a volte il flusso di potenza congestionato è concentrato in linee di trasmissione specifiche e causa una situazione di collo di bottiglia per quella linea. 33 , 34 Le linee di trasmissione sono sempre necessarie e il guasto di alcune linee provoca l'interruzione della fornitura di energia.

2.1.3 Risorse energetiche rinnovabili e accumulo di energia.

Le risorse energetiche rinnovabili hanno vantaggi rispetto ai metodi convenzionali basati sui combustibili come l'energia gratuita e le basse emissioni di gas serra e così via. Tuttavia, allo stesso tempo possiedono alcuni vincoli dovuti alla dipendenza dalla natura come il sole e l'aria e così via. Si basano principalmente sull'ottenimento di energia dalla natura e, a causa dell'alto costo per la realizzazione di tali sistemi, non possono far fronte alla domanda di potenza di picco dell'elettricità nel mondo. Le fluttuazioni della potenza erogata sono molto elevate in termini stagionali, mensili e giornalieri. Pertanto, queste fonti non possono essere considerate una fonte di energia primaria. Le risorse di energia rinnovabile presentano alcuni enormi vantaggi rispetto ai metodi convenzionali basati sui combustibili quando vengono utilizzate con gli ESS. 35 , 36 Pertanto, è sempre necessario un metodo adeguato di immagazzinamento dell'energia per adeguare le loro fluttuazioni di potenza in uscita in base alla natura con il cambiamento giornaliero della domanda di energia. L'energia da queste fonti

deve essere immagazzinata quando producono energia in eccesso e questa energia può essere rilasciata quando richiesto. Pertanto, le tecnologie di stoccaggio dell'energia sono parte integrante della creazione di una rete distribuita, che può aggiungere energia da una risorsa di energia rinnovabile. Le tecniche EES sono diventate uno strumento vitale grazie all'aggiunta di più energia rinnovabile da parte dei servizi pubblici e dei clienti sotto forma di scambio sul posto. Lo scambio sul posto era comune solo nei paesi sviluppati. Ma ora paesi in via di sviluppo come India, [37](#) Pakistan, [38](#) e Malesia [39](#) , [40](#) hanno anche avviato lo scambio sul posto e un numero crescente di clienti si sta avvicinando ad esso. Hetter et al [41](#) hanno discusso lo stato dello scambio sul posto in tutti gli stati degli USA. I paesi che hanno utilizzato lo scambio sul posto sono Australia, [42](#) Italia, [43](#) Spagna, [44](#) Cina, [45](#) e Paesi Bassi, [46](#) e così via. Tuttavia, i fornitori nazionali di scambio sul posto hanno una quantità molto inferiore di capacità di stoccaggio sotto forma di batterie. Pertanto, forniscono la loro elettricità in eccesso alla rete. Pertanto, nell'era avanzata delle tecnologie per le energie rinnovabili, la necessità di EES è necessaria e può svolgere un ruolo vitale nella formazione di sistemi energetici a basse emissioni di carbonio raggiungendo CO₂ riduzione dalla combustione di combustibile. **2.1.4**

Produzione di elettricità a basse emissioni di carbonio. Le tecnologie sviluppate per produrre elettricità a basse emissioni di carbonio si basano principalmente sull'energia solare ed eolica. Sebbene alcune altre tecniche siano anche riferite alla produzione di elettricità a basse emissioni di carbonio sono tecnologie nucleari e basate sul carburante quando utilizzate con la cattura e lo stoccaggio del carbonio (CCS). Anche la tecnologia nucleare manca di carico a seguito della flessibilità e nella storia è stata impiegata insieme a notevoli crescite di PHS. [47](#) I cambiamenti nella produzione di una centrale nucleare possono anche aumentare il costo di produzione dell'elettricità così come accelerare l'invecchiamento delle apparecchiature. [48](#) Pertanto, se la tecnologia nucleare verrà impiegata in futuro senza ulteriori aumenti delle tecnologie di stoccaggio, dovrebbe essere considerato il carico derivante dalla flessibilità della tecnologia nucleare. Pertanto, gli emendamenti per aumentare

la flessibilità possono aggiungere molti costi nella produzione e nel funzionamento dell'impianto, il che aumenterà anche il costo di produzione dell'elettricità. La diffusione delle tecnologie CCS nel mondo non è sufficiente nonostante la sua significativa ricerca e crescita negli anni. Quindi, le tecnologie basate sui combustibili fossili stanno ancora producendo un'elettricità ad alto livello di carbonio. ⁴⁹ L'impatto può essere visto dall'aumento delle emissioni di CO₂ in Cina, India, USA, Russia e Giappone dovute all'uso di combustibili fossili nell'industria energetica e del cemento negli ultimi anni. ⁵⁰ , ⁵¹ Pertanto, l'uso di accumulatori di energia con tecnologie rinnovabili basate sul solare e sull'eolico può aiutare a ridurre l'impatto delle elevate emissioni di CO₂ da parte degli impianti a combustibile. La classificazione degli ESS è ampiamente discussa nelle sottosezioni successive. Questo articolo esaminerà i tipi di ESS, la loro modalità di funzionamento, il loro sviluppo attuale, i loro pro e contro e le loro installazioni operative connesse alla rete nel mondo.

2.2 Sistema di stoccaggio meccanico.

Negli ESS meccanici, l'energia viene immagazzinata eseguendo un lavoro meccanico e l'energia proveniente dal lavoro meccanico viene sfruttata in base al suo fabbisogno. I sistemi di accumulo meccanico sono ulteriormente classificati in tre tipologie in base al principio di funzionamento dell'accumulo di energia; Deposito PHS, CAES e volano. I dettagli su ciascun tipo sono presentati nella sottosezione successiva.

2.2.1 Accumulo idrico pompato.

Il PHS è un metodo per immagazzinare energia sotto forma di energia potenziale immagazzinata nell'acqua. L'acqua viene pompata da un serbatoio inferiore a un serbatoio più elevato utilizzando pompe e questa acqua viene utilizzata. Questa acqua viene pompata utilizzando energia in eccesso a basso costo durante le ore non di punta e durante le ore di punta l'acqua immagazzinata viene rilasciata attraverso le turbine per produrre elettricità. L'efficienza netta del sistema di alimentazione è influenzata dal processo di pompaggio. Il prezzo della produzione di elettricità è più alto nei periodi di picco della domanda; quindi utilizzando il PHS viene prodotta una potenza meno costosa senza bruciare il costoso combustibile. Il riflusso dell'acqua nel PHS viene effettuato utilizzando un sistema di regolazione della turbina reversibile. Funziona come un motore e pompa l'acqua nel serbatoio superiore e per utilizzare quest'acqua per la generazione di energia, funziona come un generatore. Una tipica centrale elettrica PHS ha una capacità operativa e

un'efficienza di andata e ritorno rispettivamente da 10 a 5000 MW e dal 65% all'85%. [52](#) - [58](#) Il vantaggio significativo di un PHS è un tasso di autoscarica molto trascurabile e pochi minuti di tempo di risposta. Il tempo di autoscarica delle batterie è molto elevato rispetto allo stoccaggio con pompa. PHS è un LTS con durata di conservazione tra diverse ore al mese e periodo di scarica a una potenza nominale di 1-24+ ore. Il ciclo di vita e il costo iniziale del capitale sono rispettivamente da 600 a 2000 US\$/kW e da 30 a 60 anni. [52](#) - [58](#) Tutte le altre caratteristiche del PHS sono presentati nella Tabella [21](#) .Secondo i Sandia National Laboratories, ci sono 327 strutture operative installate di PHS con una capacità di circa 169.557 GW nel mondo. Le principali caratteristiche operative degli impianti di generazione a combustibile e degli impianti di stoccaggio con pompaggio sono riportate nella Tabella [1](#) . Le centrali idroelettriche con pompaggio hanno capacità di avvio giornaliero dell'unità, inseguimento del carico, avvio rapido (~3-10 minuti), regolazione della frequenza e black start. Altre centrali elettriche come quelle a carbone, petrolio, nucleari ea gas non possiedono tutte queste qualità.Tabella 1. Principali caratteristiche di funzionamento degli impianti a combustibile e dell'impianto di pompaggio [60](#)

Proprietà	Impianto a carbone	Impianti basati su turbine a gas	Piante a base di olio	Centrale nucleare	PHS
Ciclo di lavoro normale	Carico di base	Carico di picco	Carico di base-medio merito	Carico di base	Picco-medio

Avvio giornaliero dell'unità	x	✓	✓	x	✓
------------------------------	---	---	---	---	---

Carica i seguenti	✓	✓	✓	x	✓
-------------------	---	---	---	---	---

Avvio rapido (10 minuti)	x	✓	x	x	✓
--------------------------	---	---	---	---	---

Regolazione della frequenza	✓	x	✓	x	✓
-----------------------------	---	---	---	---	---

Inizio nero	x	✓	x	x	✓
-------------	---	---	---	---	---

La General Electric (GE) ha fornito turbine idrauliche pompate nel mondo, un numero totale di 139 unità idroturbine pompate di 22 000 MW di capacità sono state fornite da loro. Le turbine fornite vengono utilizzate in Zhanghewan Cina, Alqueva Portogallo, Afourer Il Marocco, Yanyan Corea del Sud, San Chang Corea del Sud e Bissorte Il Francia. L'efficienza di conversione di PHP è quasi del 65-80%, a seconda dell'attrezzatura funzionante. ⁶¹ Considerando l'efficienza del ciclo, sono necessari 8 kWh per generare 6 kWh di energia. ⁴La capacità di accumulo dipende da due parametri: l'altezza della cascata e il volume d'acqua. Il requisito principale per utilizzare questa tecnologia è la necessità di un sito con un'alta testa della diga. In letteratura, i ricercatori hanno proposto oltre 7 GW di PHS nuovi e proposti in USA, Europa e Giappone con un investimento totale di ~6,7 miliardi di dollari. ⁶²A livello nazionale, Cina, Giappone e Stati Uniti sono leader mondiali con una capacità operativa di circa 32 GW, 28 GW e 23 GW. Il Giappone era leader mondiale nella capacità PHS con ~ 25 GW nel 2010. ⁶² Tuttavia, dopo il 2010 la Cina è diventata il primo paese a gestire il PHS più connesso alla rete. Il dettaglio di alcuni grandi progetti in diversi paesi del mondo con una capacità di oltre 1600 MW è riportato nella Tabella ² ; include anche la capacità totale installata nei diversi paesi e il dettaglio della centrale idroelettrica di pompaggio (PHPS) in esercizio totale in questi paesi. Tabella 2. Caratteristiche tipiche di PHPS (capacità >1600 MW) 26

nomi	Posizione	Capacità nominale (MW)	Generatori di pompe	Testa (m)	Iniziat o il
------	-----------	------------------------------	------------------------	--------------	-----------------

Contea di Bath PHPS	Virginia, Stati Uniti	3003	4	1978
--------------------------------	----------------------------------	-------------	----------	-------------

Huizhou PHPS	Guangdong, Cina	2448		2011
---------------------	----------------------------	-------------	--	-------------

Guangzhou PHPS	Guangdong, Cina	2400	8	535	2000
---------------------------	----------------------------	-------------	----------	------------	-------------

Dniester PHPS	Oblast, Ucraina	2268		
----------------------	----------------------------	-------------	--	--

La Muela PHPS	Valencia, Spagna	2000		2013
----------------------	-----------------------------	-------------	--	-------------

Okutataragi PHPS	Hyōgo, Giappone	1932		416	1998
-----------------------------	----------------------------	-------------	--	------------	-------------

		1880			2020
--	--	-------------	--	--	-------------

Ludington PHPS	Michigan, Stati Uniti	1872		363	1973
-----------------------	----------------------------------	-------------	--	------------	-------------

Tianhuangping PHPS	Zhejiang, Cina	1836	6 turbine reversibili	887	2000
-------------------------------	-----------------------	-------------	------------------------------	------------	-------------

		1820			1987
--	--	-------------	--	--	-------------

Grand'Maison PHPS	Francia	1800	4 turbine tipo Peton da 150 MW	935	1987
------------------------------	----------------	-------------	---	------------	-------------

Dinorwig PHPS	Galles, Regno Unito	1728	6		1984
----------------------	--------------------------------	-------------	----------	--	-------------

Srisaïlam PHPS	Andhra Pradesh, India	1670	6 × 150 MW	470	1981
			7 × 110 MW		

Raccoon Mountain PHPS	Tennessee, Stati Uniti	1652	4		1978
----------------------------------	-----------------------------------	-------------	----------	--	-------------

Mingtian Dam	Nantou,	1602	6 × 267 MW	61.5	1994
PHPS	Taiwan				

Lo sviluppo di PHPS in Cina, Giappone, USA e India è discusso qui. Cina. La Cina è leader mondiale nello sviluppo di PHPS con una capacità operativa di 31 999 MW. Il primo PHPS da 11 MW è stato installato nel 1968 e il secondo nel 1975. Successivamente, lo sviluppo di nuovi impianti è stato avviato solo negli anni '90. Quasi tutta la capacità installata odierna di PHPS è stata installata dopo gli anni '90. ⁶³ La rapida crescita economica della Cina nei mercati mondiali e l'aumento della domanda di energia elettrica sono i principali fattori per l'installazione di PHPS che sono prevalentemente utili per superare la domanda di carico di punta e quindi espandere l'affidabilità della rete. Il più grande PHPS in Cina è stato sviluppato nel 2011 a Huizhou, con una capacità operativa di 2448 MW. Il secondo PHPS più grande gestisce otto generatori di pompe e la sua prima unità ha iniziato a funzionare nel 2007 e nel 2008. ²⁶ Il governo possiede una quota significativa dell'infrastruttura elettrica in Cina con il 95% di PHPS installati. Il governo cinese ha l'obiettivo di raggiungere la potenza di 50 GW da PHPS nel 2020 e di raggiungere 32 GW con 2 anni rimanenti. ⁶⁴ Giappone. Il Giappone è il secondo paese leader al mondo per la sua capacità PHPS e il Giappone ha sviluppato PHPS per ridurre il carico della sua generazione nucleare. ²⁶ Il Giappone sta importando la sua fornitura di energia primaria al 95% sotto forma di combustibili fossili e il PHPS sta fornendo un modo efficiente per affrontare il suo picco di domanda. Il Giappone si basa principalmente sulla produzione di energia nucleare che funziona come carico di base e il paesaggio montuoso è adatto per il funzionamento delle centrali idroelettriche. Stanno operando quasi 42 PHPS e nel 2010 il Giappone è stato il paese leader nella capacità PHPS nel mondo. ⁶² Il Giappone sta anche sviluppando un PHPS per acqua di mare nell'isola di Okinawa. Il settore elettrico è abbastanza liberalizzato in Giappone, dando l'opportunità di selezionare l'utilità del fornitore ai clienti che

utilizzano più di 50 kW di elettricità. Il funzionamento delle centrali nucleari è stato interrotto dopo il terremoto del Giappone orientale dell'11 marzo 2011. Ha danneggiato diverse centrali nucleari in quella zona. Pertanto, la generazione termica rappresenta la maggior parte del suo piano di mix energetico del 2030. Il Giappone ha le tariffe elettriche più alte rispetto al resto del mondo e ha fissato un obiettivo per abbassarlo al livello attuale. Il loro sovrapprezzo per l'acquisto di energia rinnovabile nell'anno 2017 è stato di 2,1 trilioni di yen. ⁶⁵Stati Uniti d'America. La maggior parte di PHPS negli Stati Uniti è stata sviluppata tra il 1960 e il 1990 insieme al successivo aumento della capacità di energia nucleare durante questo periodo. ⁴⁷ Denholm et al hanno osservato che dopo la crisi energetica degli anni '70, il sostanziale aumento dei prezzi del petrolio e del gas, anche le utility e i ricercatori hanno iniziato a pensare allo stoccaggio dell'energia e ai prodotti rinnovabili. ⁶⁶ Anche lo sviluppo di PHPS risente delle conseguenze della crisi energetica post era. Tuttavia, dopo il 1990, a causa di una successiva diminuzione dei prezzi del petrolio e del gas e del costo del capitale delle turbine a gas a ciclo combinato, lo spiegamento di PHPS non sta aumentando rapidamente negli Stati Uniti. Sebbene il potenziale di pompaggio idroelettrico sia suggerito da alcuni articoli di oltre 1000 GW. ⁴⁷India. Il primo PHPS in India è stato commissionato nel 1981 con una capacità di 770 MW. Successivamente, dal 1981 al 1998, sono stati aggiunti ulteriori 742 MW di pompa idroelettrica. ⁶⁷ Quindi, il PHS da 3450 MW è stato aggiunto dal 2003 al 2008. ⁶⁷ Lo sviluppo del PHS in India è quello di soddisfare la domanda di picco, a causa della carenza di capacità di potenza di picco del 10%-15% rispetto alla domanda di picco nella maggior parte degli stati. Pertanto, sono principalmente utilizzati per risparmiare energia nelle ore non di punta e per utilizzarla nelle ore di punta. Tuttavia, non funzionano alla loro capacità massima a causa della carenza di elettricità nelle ore non di punta per immagazzinare l'acqua nei serbatoi superiori. Sivakumar et al hanno presentato in modo esauriente lo stato attuale e il futuro della SPF in India. ⁶⁷ I progetti SPF più significativi in India sono riportati nella tabella ³. Tabella 3. Capacità operativa totale SPF di diversi paesi 26

	Capacità totale (MW)	PHP S totali	Pianta 1	Pianta 2	Pianta 3
			Descrizione	Descrizione	Descrizione
Austria	4680	18	PSPS palco principale di Malta, 730 MW,1979	Kops II PSPS, 525 MW, 2009	Limberg II PSPS, 480 MW, 2011
Cina	31 999	34	Huizhou PSPS, 2448 MW, 2011	Guangzhou PHPS, 2400 MW, 2000	Tianhuangping PSPS, 1836 MW, 2000

Francia	5812	10	Grand' Maison	Montézic PSPS,	Revin PSPS, 800
			PSPS, 1820 MW,	910 MW, 1982	MW, 1976
			1987		

Germania	6528	28	Goldisthal PSPS,	Markersbach	Wehr PSPS, 910
			1060 MW, 2004	PSPS, 1050 MW,	MW, 1976
				1979	

India	6772	10	Srisaïlam PSPS,	Sardar Sarovar	Diga di Tehri
			1670 MW, 1981	PSPS, 1450,	PSPS, 1000 MW,
				2006	2016

Italia	7071	18	Fadalto PSPS, 210 MW, 1971	Pont Ventoux-Susa, 158 MW, 2005	Provvidenza, 156 MW, 1949
Giappone	28 222	42	Okutataragi, 1932 MW, 1998	Okumino PSPS, 1500 MW, 1995	Shin-Takasegawa PSPS, 1280 MW, 1980
Corea del Sud	4700	7	Yangyang PSPS, 1000 MW, 2006	Yecheon PHPS, 800 MW, 2011	Sancheong PHPS, 700 MW, 2001
Spagna	6984	21	La Muela PHPS, 2000 MW, 2013	Aldeadávila PHPS, 1139 MW, 1986	Villarino PHPS, 810 MW, 1970

Svizzera	5427	16	Grimsel 2 PHPS, 350 MW, 1982	Veytaux PHPS, 240 MW, 2015	Hongrin-Leman PHPS, 240 MW, 1970
----------	------	----	---------------------------------	-------------------------------	--

Stati Uniti d'America	23 610	39	Contea di Bath PSPS, 3003 MW, 1985	Ludington PHPS, 1872 MW, 1973	Procione PHPS, 1652 MW, 1978
--------------------------	--------	----	--	-------------------------------------	---------------------------------

Abbreviazione. PHPS, centrale idroelettrica di pompaggio. Scozia. Questo lavoro ha stato commissionato di Scozzese Energie rinnovabili sopra per conto di il pompato Conservazione Idro Lavorando Gruppo. I partner finanziatori sono Scottish Power, SSE e il governo scozzese. In questo rapporto DNV GL conduce un'analisi in profondità dei molteplici vantaggi di PSH per il Regno Unito, il potere del sistema, così come i tanti problemi che ne ostacolano lo sviluppo. È ampiamente riconosciuto che la maggiore flessibilità è necessaria nel sistema di grande Gran Bretagna (GB) per decarbonizzare a accettabile costo per consumatori. Nel suo "Intelligente Energia" rapporto, il Nazionale Infrastrutture Commission ha stimato che una maggiore flessibilità potrebbe far risparmiare ai consumatori fino a £ 8 miliardi all'anno entro il 2030. Idro di stoccaggio pompato (PSH) è uno dei meglio provate tecnologie disponibili presso scala a fornire il necessario flessibilità. Offre molti vantaggi operativi e di costo per il GB sistema elettrico così come società più ampie benefici ambientali, tra cui: Sistema operazione : PSH può fornire un'ampia gamma di servizi ausiliari necessari per sistema operativo in futuro low carbon world, con capacità simili a quelle di generazione termica e altre tecnologie di accumulo di energia (ad esempio risposta in frequenza, riserva, gestione tensione, black start).

Costi di congestione : PSH può tutto evitare la rete congestionata di estrazione da immagazzinare la generazione in eccesso in zone vincolate per un uso successivo, evitando o rinviando l'investimento nel rafforzamento della rete.

Benefici ambientali : PSH evita lo spreco di produzione di elettricità a basse emissioni di carbonio durante i periodi di bassa domanda di energia elettrica, ed evita l'impatto ambientale di nuove trasmissioni sulle infrastrutture.

Sicurezza di fornitura : PSH è il maggior parte economico Conservazione tecnologia per il lungo scarico periodi necessarie per contribuire alla sicurezza dell'approvvigionamento.

Ci sono quattro PSH schemi nel GB, con aggregato energia produzione e Conservazione capacità di 2,8 GW di potenza secondo 24GWh rispettivamente. No nuovo schemi avere stato commissionato da il anni '80, ma un numero di siti avere stato

identificato di investitori a quale aggiuntivo PSH capacità poteva essere sviluppato. Questo include es significativo Conservazione capacità quale adesso ha pianificazione consenso, uno di quale solo poteva Di più di Doppio il totale esistente UK volume di archiviazione.

Investimento nel PSH infrastruttura è caratterizzato di relativamente alto in anticipo costi, lungo progetto condurre volte, lungo durata della vita (>50 anni), e lungo progetto periodi di rimborso. Come riconoscesed nel le schede di rete Inteligente Energia

rapporto, il gamma di diverso ruoli giocato di PSH nel il elettricità sistema si intende quella Conservazione fornitori volere bisogno per 'pila' multiplo reddito flussi . tuttavia questi ricavi siamo soggetto per considerevole incertezza, particolarmente sorto a partire dal lungo termine incertezza in energia politica. Questo fare es è estremamente difficile per sviluppare un

robusto affari a lungo termine Astuccio basato sopra proiettato mercato ricavi solo , Inoltre, alcuni di il benefici e positivo externalità quella PSH può consegnare, per esempio ambientale benefici e risparmio sopra Rete costi di rinforzo, non possono essere facilmente o direttamente monetizzati.

A livello internazionale, meno del 5% della capacità PSH esistente ha stato costruito in condizioni di mercato liberalizzato. Maggior parte

PSH è stato sviluppato nei sistemi elettrici controllato da a Elettricità statale tavola o altro quasi

Istituzione governativa. Questo è perché tali organizzazioni tende per valore più a lungo termine benefici di più (attraverso tassi di sconto inferiori) e possono incluso in il loro processo decisionale (" interiorizzare")benefici a lungo termine che siamo probabile ma incerto e rischi altamente improbabili ma gravi.

La sfida agli investimenti è illustrata dalla mancata corrispondenza tra il lungo periodo di ammortamento del progetto e il breve durate dei contratti tipici nei mercati in cui opera PSH:

Pagina 7

Scottish_Renewables_PSH_OPE_SEA.docx

Mercato della capacità: sono disponibili accordi per a durata massima di 15 anni fino a quattro anni avanti consegna (nel senso che un Progetto PSH sarebbe circa la metà strada attraverso la sua costruzione fase prima che possa essere assegnato un contratto di capacità);

Mercato dell'energia: esiste liquidità per supportare l'attività di trading solo fino a due anni dopo annuncio di consegna; Accessorio mercato dei servizi: a lungo termine agreements non sono generalmente disponibile al di là i due anni orizzonte del sistema incentivante concordato del Gestore di Sistema .

mentre questi mercati sono difficili per previsione e ricavi siamo non facilmente bancabile, il prospettiva di fino a £ 8 miliardi i benefici annuali per i consumatori derivanti dalla flessibilità entro il 2030 suggeriscono che potrebbero esserci molti scenari in cuich progetto PSH

investimenti dimostrare per essere nel il interesse di consumatori. Tuttavia, dato il lungo condurre volte e alto in anticipo capitale richiestouirements di PSH , esistente accordi di mercato non fornire un percorso chiaro per mercato con sufficiente certezza per gli investimenti in pubblicità PSHltre.

per mitigare questi investimento sfide e rendersi conto il potenziale consumatore e sistema elettrico benefici di PSH, è è consigliato questoa Governo considera opzioni per fornire il lungo termine fiducia necessario di investitori. Questo rapporto non si propone di identificare opzioni specifiche. Si consiglia tuttavia di considerare meccanismi di mercato che riconoscano la natura a lungo termine dei benefici dello stoccaggio e pongano a valore su tutto il Servizi quale Conservazione può fornire. Questo rapporto anche Appunti quella distorsioni entro in carica arrangiamenti richiedono una revisione olistica e che il rischio commerciale derivante dalla politica decisioni richiede mitigazione.

È notevole quel governo ha già introdotto a Cap e Piano (C&F) meccanismo di supporto per interconnettore progetti. Come progetti viso molto simile sfide nel finanziamento come PSH, vale a dire alto iniziale capitale spesa, lungo primaoggetto vita, e incerto reddito flussi quale siamo fortemente influenzato di politica decisioni. Anche loro competono contro PSH in fornendo qualche elemento di flessibilità. UN L'accordo C& F èun rischio mitigazione meccanismo piuttosto di un sussidio, permettendo consumatori per Condividere nel il guadagni dovrebbero ricavi girare

su per essere sopra il berretto, mentre limitante il rischio per investitori (e quindi riducendo il costo di capitale) dovrebbero ricavi girare su per essere in modo significativo Di meno di previsione. Nel Comune con interconnettore progetti, un rigoroso Costo Vantaggio Analisi (ACB) voluto bisogno per essere condotto di il indipendente regolatore per garantire quella PSH progetti dimostrare significativo consumatore benefici nel ordine per essere premiato C&F accordi. Il regolatore dovrebbe anche garantire che gli accordi C&F non siano slealiy svantaggiare altre forme di accumulo di energia.

Commerciale gli operatori sono ben piazzato per gestire commerciale rrischi; tuttavia loro unri incapace di gestire, prevedere, o coprire i rischi Associato a futura decisione politicazioni. quindi a mossa positiva sarebbe per Governo e Regolatori per fornire un grado di rischio riduzione dietro a futuro politica direzione. Til suo voluto sostanzialmente ridurre un dello sviluppatore progetto rischio e perciò ridurre costo di capitale, ridurre il c ost di nuovo progetti, aumentare la probabilità che i progetti vengano avanti e, in definitiva, ridurre il costo per i clienti del sistema elettrico.2. Introduzione è ampiamente riconosciuto quella il UK elettricità sistema

1.volere beneficio a partire dal divenire Di più 'flessibile' . UN recente

rapporto pubblicato da Commissione National Infrastructure [82] indica che "potere intelligente" (Compreso flessibilità) potrebbe salvare i consumatori fino a £ 8 miliardi di euro anno entro il 2030; allo stesso modo un rapporto per il Energia e clima

Comitato del cambiamento [129] ha mostrato quell'accumulo di energia in particolare potrebbe fornire £ 2,4 miliardi per anno in vantaggio per

Regno Unito entro il 2030, se verranno rimosse le barriere del mercato.

La "flessibilità" nei sistemi elettrici è fornita da quattro fonti principali:

- Generazione flessibile, come turbine a gas in grado di cambiare rapidamente la produzione e avvio rapido;
- Domanda flessibile, ad esempio clienti industriali disposti a ridurre la domanda nei periodi critici, o controllo automatico degli scaldabagni e dei radiatori ad accumulo dei clienti domestici;
- Interconnettori ad altri sistemi elettrici;
- Accumulo di energia.

Energia lo spazio di archiviazione è identificato come uno di il maggior parte importante fonti di flessibilità. Aggiuntivo flessibilità offerte

sostanziale benefici nel riducendo costi, in definitiva per il beneficio di consumatori, mentre incontro il richieste di mutevole approcci per tutti e due pianificazione unnd operazione di elettricità sistemi. Questi i cambiamenti siamo il risultato di diversi fattori, tra cui:

la necessità di decarbonizzare la produzione di energia elettrica;
aumentato livelli di rinnovabili, specialmente ecialmente 'variabile' o 'intermittente' energie rinnovabili ad esempio vento e solare;

cambiamenti nel elettricità consumo Compreso richiesta gestione, il crescita di elettrico veicoli,
e in futuro possibile sostanziale elettrificazione della richiesta di calore;

uno spostamento verso generazione distribuita

2

, un risultato di cui è meno generazione capacità che è capace di o è

disposti a partecipare alla fornitura di servizi all'operatore di sistema;

maggiore commercio internazionale di elettricità tramite interconnettori;

e maggiore difficoltà ad ottenere il consenso pubblico per nuove trasmissioni l ines.

Questo rapporto è inteso principalmente per politici, e sembra informare e sensibilizzare riguardo a

pertinenza di pompato stoccaggio idro per aver fornito flessibilità, l'integrazione di larga scala implementazioni di rinnovabili, e il sviluppo di sostenibile, sicuro e costo-futuro efficace poco contenuto di carbone energia sistemi .

A tal fine, questo rapporto presenta un approfondimento dei vantaggi di pompaggio idro di accumulo nel Regno Unito , e affronta anche le molteplici questioni che potrebbe impedire la piena realizzazione del vantaggi di questo su larga scala tecnologia di accumulo di energia.

Per fare un esempio specifico; per bassi livelli di penetrazione delle rinnovabili, la domanda netta può essere prevista con Basso errore, e esistente convenzionale generazione può fornire il necessario che segue il carico capacità per equilibrio il

1. A rigor di termini, l'elettricità sistema della Gran Bretagna (GB). Il sistema elettrico del nord lla reland fa parte di il sistema di l'isola

di Irlanda, quale è azionato e sviluppato come a sistema unico, compreso una sola elettricità mercato per entrambi Nda nord Irlanda e il

Repubblica. Opportunità per PSH in L'Irlanda del Nord è limitatosono pronto il sistema GB; comunque, il conclusioni in questo rapporto per tutti

forme di accumulo di energia sono rilevanti anche per l'Irlanda del Nord, soprattutto in considerazione della rlivelli relativamente elevati di generazione rinnovabile.

2. Distribuito genereria: generatori più piccoli, collegato a lower voltaggio livelli rispetto ai tradizionali generazione, compreso nell'individuo le case, uffici

e imprese. Scottish_Renewables_PSH_OPE_SEA.docx

sistema. Tuttavia, su larga scala distribuzione di vento e PV, come con altro sistema i cambiamenti, volere rendere Questo compito

tanto Di più complesso, perché quelli generazione risorse volere aumentare il variabilità e incertezza di netto- richiesta

3[1] . Più grandi importi di sistema flessibilità volere poi essere necessario per equilibrio il sistema [2] . ion Questo scenario di accumulo di energia sarà svolgo un ruolo chiave, in quanto sarà utile per conservare l'eccedenza energia rinnovabile, generazione di elettricità quando la domanda netta picchi, o quando il Vota di cambio di domanda netta è alto e non può essere compensato dalla flessibilità del sistema disponibile [3] [4] .

Come altro esempio, con il elettrificazione anticipata di riscaldamento tramite calore pompe, picco domanda di elettricità su le giornate invernali potrebbero aumentare notevolmente. Nelle condizioni attuali, questo picco aumentato è probabile che la domanda venga soddisfatta

di nuovo gas a ciclo aperto turbine: questo sarebbe ridurre significativamente il carbonio risparmio di emissioni a partire dal usando il calore

pompe. Energia capacità di archiviazione di immagazzinare grandi importi di energia e incontrare il picco domanda su un quotidiano

ciclo voluto anziché permettere il energia per essere fornito di un più piccolo flotta di ciclo combinato gas turbine, a maggiore efficienza e quindi minori emissioni.

Un tradizionale modo di immagazzinare energia accesa un su larga scala è tramite la uso di idrologico impianti di stoccaggio, come come

dighe idroelettriche e centrali di pompaggio[5] . Il decentramento dei sistemi energetici e la CO2 obiettivi di riduzione delle emissioni di molti paesi intorno al mondo, e in particolare quelli del Regno Unito, evidenziano la pertinenza di quella tradizionale idroelettrica. Conservare tecnologie volere avere per lo sviluppo di un flessibile, sostenibile e conveniente futuro sistema di alimentazione a basse emissioni di carbonio.

Il bisogno per un aggiuntivo sistema flessibilità ha attratto crescente attenzione in direzione energia. Conservare tecnologie, che negli ultimi due decenni ha portato a notevoli attività di ricerca e sviluppo. Un numero di lavori ha studiato il ruolo chiave e il valore di energia. Conservare nel flessibile e decentralizzato energia sistemi con un'alta penetrazione e livello di rinnovabile generazione, concludendo che immagazzinare tutto come riduzione di sistema operazione costi, e aiuta per integrare grandi volumi di rinnovabile generazione [6] [7] [8] [9] . Il flessibilità potenziale ottenibile dallo stoccaggio di energia energy le strutture evidenziano la loro importanza per la sicurezza funzionamento e costo-efficacia. L'espansione dei futuri sistemi di alimentazione a basso tenore di carbonio [10] .

Tra tutte le tecnologie di accumulo di energia disponibili [11] [12] [13] , lo stoccaggio idroelettrico è ancora estremamente significativo nel moderno energia sistemi, e in particolare pompato Conservare idroelettrico, non solo perché di suo alto flessibilità operativa, ma anche perché esso è il più sviluppato su larga scala di accumulo di energia tecnologia attualmente disponibile [14] .

Nel Regno Unito, una varietà di sistemi di stoccaggio dell'energia hanno stato distribuiti negli anni - alcuni dei più recenti progetti derivanti dalla rete Low Carbon da 500 milioni di sterline di Ofgem Fondo, e ora previsto sotto il Migliorata Frequenza Risposta servizio quella Nazionale Griglia è procurare per gestire sistema frequenza. 4. Mentre Lasciare non 'formale' mercato incentivi, tranne il quattro anno contrarre quella Nazionale Griglia volere cartello con i fornitori di risposta in frequenza avanzata, il livello di interesse per la tecnologia è in rapida ascesa tra i tra i [15] [16] .

Stoccaggio pompato hydro provides uno di i pochi su larga scala, conveniente significa per immagazzinare e generare senza carbonio e Basso costo elettricità. pompato Conservare è uno di il maggior parte conveniente scala di utilità opzioni per

3

Il domanda netta è definito come la totale System electricity demand meno il potere contribuito di 'intermittente' o 'variabile' rinnovabile

risorse. Questo potenza residua richiesta deve essere fornito per generazione convenzionale e altri controllabili generazione e domanda

risorse nel sistema di alimentazione.

4

Un alto livello di interesse è stato dimostrato in bidding nel servizio di Risposta in Frequenza Avanzata: il processo di prequalificazione ha portato a 1.3

GW, oltre sei volte l'obiettivo di 200 MW di capacità EFR. I progetti vincitori sono stati tutti gli accumulatori a batteria.

Pagina 10

Scottish_Renewables_PSH_OPE_SEA.docx

stoccaggio di energia su scala di rete [17] , in qualità di fornitore chiave di servizi ausiliari. Con la capacità di rispondere quasi istantaneamente, lo stoccaggio pompato è un componente essenziale del rete elettrica per paesi come il UK che hanno bisogno di flessibile sistema elettricità, e avere i potenziali siti.

Il resto di questo documento è strutturato come segue:

- La sezione 3 descrive la metodologia di ricerca utilizzata nello sviluppo di questo rapporto.
- La Sezione 4 offre una panoramica generale dell'implementazione dell'accumulo di pompaggio idroelettrico in tutto il mondo.
- Sezione 5 inizia analizzando la scadenza e le caratteristiche di pompato Conservare idroelettrico tecnologia (un più dettagliato spiegazione è data nell'Appendice A). L'ultima parte di questa sezione riassume lo stato di PSH nel Regno Unito.
- La Sezione 6 analizza i vantaggi dell'accumulo idroelettrico di pompaggio in tutto il sistema di alimentazione elettrica, e, in tempi diversi. Ulteriori dettagli sono forniti nell'Appendice B.
- La sezione 7 inizia analizzando le questioni ingegneristiche ed economiche che influenzano e limitano il investimento in pompato stoccaggio idrico e, poi analizza il attuale mercati e meccanismi in cinque regioni internazionali in relazione all'accumulo di energia e all'impianto idraulico di pompaggio.
- Sezione 8 delinea un impostato di chiave fatti e consigli per riconoscendo il benefici di pompato stoccaggio idroelettrico per il Regno Unito.

Pagina 11

Scottish_Renewables_PSH_OPE_SEA.docx

3. Metodologia

Il Metodologia di ricerca, mostrato in figura 1 , abituato a produrre questo rapporto era basato su tre Linee di azioni :

1. Mercato ricerca: DNV GL UK condotto un in profondità ricerca di mercato di pubblicamente e internal LY informazioni disponibili sullo stoccaggio idrico pompato.
2. Discussioni internazionali: le discussioni internazionali erano organizzate attraverso il Rete di consulenti di DNV GL in giro il mondo in ordine per identificare le regionali iniziative e le barriere per il implementazione della tecnologia idroelettrica di pompaggio.
3. Industria parti interessate interviste: Le locali industria parti interessate erano intervistate nel ordine ottenere loro

opinioni sul ruolo e le barriere per lo sviluppo del pompato storage hydro nel Regno Unito.

Gli obiettivi specifici e comuni che hanno guidato le tre linee di azioni sono state:

- a) capire il multiplo problemi e barriere per lo sviluppo di questo tipo di potere generazione progetto;
- b) identificare il vantaggi chiave quella può essere realizzati promuovendo investimento in questo tradizionale e maturo tecnologia; e
- c) identificare quali hanno stato il locale iniziative e mercato accordi che avere successo indotto mercato per fornire questo tipo di progetto di accumulo di energia.

Figura 1: Rappresentazione concettuale di la metodologia di ricerca.

Mercato Rericerca

Esempi

identificazioneione

rapporto

Internatiionale

discutereioni Industria stitolari

interviste

Pagina 12

Scottish_Renewables_PSH_OPE_SEA.docx

Le interviste agli stakeholder del settore sono state motivate dal sequenteng serie di domande:

Cosa? siamo il benefici quella pompato Conservazione idro può portare, nello specifico per il UK adesso e nel il futuro prevedibile ?;

Cosa deve succedere per realizzare questi benefici?;

Quali barriere devono essere rimosse?, e forse anche come?; e

È Là nulla altrimenti tu pensare è pertinente per quanto riguarda il promozione di pompato Conservazione idro nel il Regno Unito ?

Sono state intervistate diverse parti interessate del settore nel Regno Unitod, con i seguenti risultati:

- Interni ed esterni documenti previsti riferimento di Scottish Governo, ESS, e forestale

Commissione.

- Discussioni con:

- o Associazione britannica per l'energia idroelettrica.

- o Engie/Prima Idro.

- o SSE.

- o Potenza scozzese.

- o Rete nazionale.

Pagina 13

Scottish_Renewables_PSH_OPE_SEA.docx

4. Panoramica globale

Molti governi in giro il globo si sono impegnati se stessi a efficienza energetica e un aumento Condividere di f basse emissioni di carbonionerazione nello elettricità mescolare mentre garantendo un elettricità sicura fornitura, e c'è un crescente consapevolezza che il miglioramento della flessibilità del sistema aiuta questi obiettivi efficaci in molti modi .

Th impegni ESE hanno tre principali effetti che unsono rilevanti per questo rapporto, per entrambi il funzionamento del potere sistemi e la loro pianificazione e sviluppo a lungo termine:

Molte fonti di elettricità a basse emissioni di carbonio tendono ad essere "inflexibili", sia a causa di vincoli tecnici nt

5

o

perché la loro economia richiede fattori di carico elevati

6

.

Gli obiettivi di decarbonizzazione sono anche probabile che risultato in nuovo elettrico carichi come veicoli elettrici e pompe di calore, che potrebbero modificare relativamente i modelli di domanda di elettricità rapidamente in futuro.

La diffusione rapida e su larga scala delle energie rinnovabili generazione con output variabile influisce sulla rete domanda [1] . La generazione eolica e solare aumentano la variabilità

7

della domanda netta, che deve essere soddisfatta

dalla domanda controllabilee risorse di generazione [18] . Generazione convenzionale è operato più vicino a è operativolimiti azionali, e quando quelli sono stati raggiunto, rinnovabile eproduzione di energia è spesso ridotto, come un mezzo semplice (sebbene costoso) per ridurre l'impagire [2] .

Tradizionalmente, sistema flessibilità era fornito di veloce risposta termico generazione. Emissione restrizioni, prezzo volatilità, e tecnologia sviluppi siamo fabbricazione energia Conservazione tecnologie forte alternative [3] [7] [8] . È stato supportato lo sviluppo di tecnologie di storage per fornire flessibilità da molti governi attraverso politiche che includono finanziamenti per progetti dimostrativi, sussidi e obbligatori requisiti di archiviazione per le utenze [19] .

Secondo per il daina Globale Energia Conservazione Banca dati [5] e IEA [20] , il globale distribuzione di batteria accumulo di energia sistemi rosa a partire dal circa 0,1 GW per 0 0,8 GWfra 2005 e 2015, e termica, meccanico e stoccaggio di energia a idrogeno capacità da circa 0.9GW a 3.1 GW. Tuttavia, questo èsminuito dall'esistenza e nuovo PSH, che ha superato i 148 GW come mostrato nella Figura 2 .

L'accumulo di pompaggio idro è quindi di gran lunga la tecnologia di accumulo di energia su larga scala dominante a livello mondiale. Di più

del 97% di tutto il mondo la capacità di archiviazione è PSH (2015 dati), più di 23GW di aggiuntacapacità izionale è attualmente sotto costruzione, e un altro 8,3 GW è stato annunciato per la costruzione nel il vicino futuro [5].

PSH è una tecnologia consolidata e ben compresa, con rischi tecnologici molto bassi e prestazioni continue miglioramenti attraverso la tecnologia sviluppo. è un estremamente veloce rampante

8

tecnologia che può andare da

da zero a piena uscita in meno di pochi minuti. Ad esempio lo schema Dinorwig PSH, con tutto il motore/generatore

5

Calore combinato e Potenza (CHP) le piante possono essere 'di calore - led',cioè ho bisogno per generare elettricità in alcune circostanze in ordine di fornirecerto

resa termica. Inoltre, alcuni disegni di generazione termica, compresi alcuni pl . nuclearidisegni di formiche, sono inflessibili in quanto loro l'uscita può essere solo

cambiato molto gradualmente, per periodi di ore.

6

Molti tecnologie a basse emissioni di carbonio Compreso nucleare e carbonio cattura e Conservazione (CCS) hanno alto costi di capitale e i come operativo costi, e

quindi avere una forte economia incentivo a corri il più vicino a piena potenza come possibile. Questo è in contrasto con convetermica nazionale

generazione, dove i costi del carburante rappresentano una parte importante dei costi totali.

7

Gli effetti principali sono tre: domanda netta varia in un intervallo maggiore (ad es aumento di ampiezza), il tasso di variazionediventa maggiore (cioè

più MW per minuto), e il prevedibilità diminuisce. Questo quest'ultimo il punto è Di meno significativo di è spesso prima inviato, perché su il maggior parte

tempi di funzionamento importanti (dai minuti alle ore), la produzione eolica e solare può essere prevista relativamente con precisione.

8

Ramping – variazione della potenza di uscita, in aumento o in diminuzione. Il 'tasso di rampa' è spesso definito in MW/minuto.

Pagina 14

Scottish_Renewables_PSH_OPE_SEA.docx

unità sincronizzate e rotanti in aria, canraggiungere la piena potenza (oltre 1.700 MW) da zero in circa 16 secondi [25].

[Figura 2: capacità globale installatay per l'accumulo di energia \(fonte dati \[5\]\).](#)

La posizione dell'impianto idroelettrico di pompaggio nel Regno Unito è trattata nella sezione 5.2. Per il Regno Unito, la flessibilità del sistema sarà

cruciale [10]. Secondo National Grid 's Energia futura Scenari 2015 [24], vento installato e solare capacità

poteva aumentare di un fattore tra due e quattro sopra il corso del il prossimo 15 anni, e convenzionale

generazione termica capacità poteva rimpicciolire di fra 11% e 23%. Questo e altro faattori significano quella più grandi

volumi di sistema flessibilità, particolarmente energia Conservazione, volere essere necessario [9]. Non idrohydr distribuito energia

sistemi di stoccaggio può contribuire al bilanciamento domanda netta e mantenendo il sistema stabile. Tuttavia, loro

relativamente piccolo energia capacità di memoria insieme con il dinamico operativo regime sotto quale essi siamo

previsto operare limiterà loro capacità.

9

Risposta rapida in blocco e affidabile energia su larga scalagy stoetà

sarà quindi necessaria la capacità nel Regno Unito. L'accumulo idraulico pompato si adatta a questo requipaggiamento.

9

Supponendo che lo stoccaggio di energia non idroelettrica sarà utilizzato principalmente per fornire servizi dinamici e non-servizi di risposta dinamica in frequenza.

Pagina 15

Scottish_Renewables_PSH_OPE_SEA.docx

[5. La tecnologia](#)

[Maturità tecnologica e caratteristiche chiave 5.1](#)

pompato stoccaggio idro ne usa due acqua serbatoi per immagazzinare energia nel il modulo di gravitazionale potenziale

energia di acqua. acqua è pompato a partire dal il inferiore per il superiore serbatoio, tipicamente a non di punta volte quando

elettricità costo è Basso. quando necessario, il acqua è rilasciato a partire dal il superiore al inferiore serbatoio attraverso

turbine quella creare elettricità quale è poi iniettato in il griglia. Il andata e ritorno energia efficienza di PSH

varia tra il 70% e 85% tipicamente. Le perdite di energia però sono compensati dalla carica-

scaricando il differenziale di prezzo, e anche fornendo servizi accessori.

Figura 3: Tecnologia di accumulo dell'energia. Curva di maturità [27].

Stoccaggio pompato è il maggior parte sviluppato modulo di griglia energia Conservazione disponibile come mostrato in figura 3 , con il

prime piante costruito al fine di il 19 secolo. Tutti altro energia connessa alla rete tecnologie di archiviazione siamo Di meno maturano, e quindi hanno livelli di rischio più elevati, reali e realiricevuto.

PSH può fornire un largo spettro di Servizi per supporto il operazione di il griglia. Il longevità di PSH anche installazioni Aids il lungo termine pianificazione e sviluppo di energia sistemi. Il principale sfida è il requisiti fisici del luogo, bisognoso entrambi adatti topografia e acqua disponibilità. non ci può anche essere questioni sociali ed ecologiche, anche se per il Regno Unito sono ben comprese.

Da un prospettiva economica, PSH richiede costruzione lunga volte e cappello altospese italiane, che piace la maggior parte degli investimenti di tipo infrastrutturale non si adatta bene alle esigenze del mercatomeccanismi di recupero dei costi.

Mentre PSH è maturo, affidabile e ben compreso by pianificatori, la tecnologia continua ad evolversi per ospitare mutevole mercato condizioni, come bene come per mitigare ambientale impatti di nuovo e esistente stazioni. Tecnologico innovazione al di sopra di il passato pochi anni ha focalizzata sopra crescente il scala di turbine, migliorandone la durata e la flessibilità e riducendo l'impatto ambientaleagisce [31] [32] .

Ulteriori dettagli della tecnologia e del recente sviluppo tecniconi sono riportati nell'appendice A.

Pagina 16

Scottish_Renewables_PSH_OPE_SEA.docx

PSH nel Regno Unito: passato, presente e futuro 5.2

pompato Conservazione idro sviluppo nel il UK era motivata di Due motivi: un) il bisogno per negozio nucleare energia durante la notten domanda di elettricità era basso; e, b) il bisogno per veloce risposta risorse per griglia stabilità.

Il Regno Unito ha attualmente solo quattro schemi PSH operativi a velocità fissa che, in congiunzione, contribuite 2.828 MW di generazione capacità e può negozio circa 24GWh di energia, come mostrato nel tavolo 5-1 .Questi esistente PSH impianti erano commissionato fra 1963 e 1984, e da 1984 Là avere stato no nuovo sviluppi. Ci sono tre nuovo potenziale progetti nella fase di pianificazione

10

e quattro che sono stato

proposto o discusso [5] [22] [23] [33] [34].

Due punti importanti dovrebbero essere notati circa la potenziale nuova capacità, in particolare in Scozia:

Il aumentare nel generazione capacità (MW) poteva essere sostanziale, ma Forse come importante Là è anche un aumento dell'energia immagazzinata (GWh), aumentando l'attuale figura di un fattore di circa tre.

Politico e pubblico opinione di PSH è generalmente favorevole, e l'esperienza suggerisce che se parti interessate il coinvolgimento è forte i processi di pianificazione e consenso possono essere relativisemplice.

Tabella 5-1: Schemi PSH operativi, pianificati e proposti in il Regno Unito.

10

Coire Glas e Sloy hanno ottenuto il consenso allo sviluppo ma non sono attualmente in corsorepresso.

Pagina 17

Scottish_Renewables_PSH_OPE_SEA.docx

6. Vantaggi

introduzione 6.1

Questa sezione recensisce il vantaggi che PSH può fornire al energia sistema, in il Regno Unito contesto. Il benefici sono considerati in dettaglio nell'Appendice B, ma in generale si traducono in:

Costi di sistema inferiori, che a loro volta si traducono in minori costi per il consumo di elettricità r;

Ridotte emissioni di carbonio;

Maggiore sicurezza del carburante, soprattutto in termini di indipendenza energetica;

Un sistema elettrico più resiliente.

Il inferiore costi Maggio venire a partire dal ridotto operativo costi, ridotto bisogno per costruire altro generazione capacità, rinforzo evitato del sistema di trasmissione e funzionamento più efficiente.

èS importante per notare che molti di questi vantaggi sono "esterni", cioè che il fornitore di archiviazione è non premiato per fornendo salvo che specifica meccanismi siamo creato per fare così. Sezioni 6.2.3 e 6.2.4 indirizzo Questo.

Descrizione dei vantaggi 6.2

6.2.1 Vantaggi del funzionamento e della pianificazione del sistema

Il sistema operatore dovere equilibrio richiesta e fornitura on un di secondo da -secondobase così come per garantire sistema st abilità a sempre. Per questo scopo il sistema l'operatore utilizza una serie di automatico e non automatico servizi che vanno da un pochi microsecondi fino a un paio di ore in il breve termine [18] .Figura 4 Spettacoli come evolve la frequenza del sistema dopo un incidente gestito con successo dal sistema operativoeratore.

Figura 4: Evoluzione del sistema frequenza dopo una contingenza (adattato da Griglia nazionale).

50 .0

50 .2

49 .8

49 .5

10 secondi 30s 60 s

Tempo

Sistema

Frequenza

[Hz]

Dinamico

Risposta

Dinamico e non dinamico

Servizi

Frequenza

a nadir

30 miglian

Incidente

Pagina 18

Scottish_Renewables_PSH_OPE_SEA.docx

Il versatilità e flessibilità di Abilitazione PSHe Questo tecnologia fornire un wide gamma di dinamismoc e non-servizi dinamici (vedi Appendice B). Inoltre, la capacità di accumulo di energia molto maggiore di PSH rispetto a altre tecnologie di archiviazione gli consentono di fornire tali servizi per elunghi periodi di tempo.

6.2.1.1 Risposta inerziale

La frequenza del sistema deve essere mantenuta entro a banda stretta attorno al suo valore nominale, che è 50Hz in UK. Il inerziale RESPO nse

11

è dato di il grande massa di sincrone rotante generatori collegato per il

griglia

12

, quale automaticamente accelerare o decelerare nel risposta per squilibri. Più grandi azioni di intermittente generazione, combinato con la pensione di grande generatori sincroni, ridurrà inerzia del sistema, fabbricazione il sistema di alimentazione meno robusto alle contingenze. Gli impianti PSH tradizionali e moderni possono fornire inerziale risposta attraverso la loro rotazione generatori nel caso di fisso velocità e PSH ternario, e tramite la energia convertitori elettronici nel caso di PSH a velocità variabile .

Di fornendo Questo funzione, PSH evita il bisogno per convenzionale termico generazione per fornire esso, spesso di operando a bassissimo carico, con bassa efficienza e relativamente altagh emissioni.

6.2.1.2 Risposta del governatore , risposta in frequenza o controllo di frequenza primario

Il governatore controllo, governatore risposta, o primario frequenza controllo, è il automatico controllo sistema quella regola automaticamente la velocità del generatore in risposta alle deviazioni da un valore di velocità di riferimento .

Avanzate PSH avere il capacità di fornendo primario frequenza controllo quando essi siamo o pompaggio o

Generati ng , e PSH convenzionali possono fornire quando generatrice.

6.2.1.3 Riserve di esercizio

PSH può fornire tutti tipi di operativo riserve

13

. PSH a velocità variabile ha il ulteriore vantaggio di essere

in grado di fornire servizi di riserva sia durante il pompaggio che durante la generazione.

A. Regolazione della frequenza, regolamento Riserva ionica, o Frequenza Secondary Controllo

Frequenza regolamento, o regolamento Riserva, è un modulo di secondario automatico frequenza controllo quella invia segnali a unità di generazione ogni 4 a 6 secondi per o aumentare (frequenza ascendente regolamento) o diminuire (regolazione della frequenza verso il basso) la loro potenza in risposta a piccoli deviazioni di frequenza.

B. Riserva di flessibilità

Un nuovo tipo di servizi accessori introdotto per compensare l'ulteriore incertezza e variabilità introdotto per generazione intermittente [36] [43] .

C. Riserva per imprevisti: Spinning & N in rotazione

Rapido risposta Servizi (tipicamente Di meno di 10 minuti) schierato per compensare per sistema contingenze, come come generare unità e trasmissione Linee interruzioni. Sincronizzato unità quella operare a inferiore di pieno la capacità fornisce una riserva di rotazione, mentre le unità di avvio rapido offline possono fornireriserva nn.

11

Il potere l'inerzia del sistema è il meccanico energia cinetica memorizzato da attrezzatura rotante, quasi interamente generazione convenzionale. l'inerziale

la risposta è un funzione di questi grande rotazione sincrona masse, quale velocità su (Se fornitura supera la domanda) o lento giù (Se richiesta

supera fornitura). Il il cambio di velocità è Usato ad aaggiustare il energia ingresso per la generaors (nel maggior parte casi, vapore) in modo da Prestoly

riequilibrare domanda e offerta di energia elettrica e riportare la frequenza del sistema a circa 50 Hz.

Altro interconnesso elettricità anche i sistemi contribuiscono inerzia, se l'interconnessione è AC. tuttavia interconnessioni fra il grande

sistema elettrico dalla Gran Bretagna all'Irlanda, Francia e Belgio tuse CC ad alta tensione, e verranno utilizzati anche HVDC in ulteriore proposta

interconnettori. HVDC tecnologia di interconnessione farenon è intrinsecamente permettere l'inerzia di un sistema contribuire all'inerziale risposta

di un altro sistema; tuttavia in linea di principio questo è tecnicamente fattibile e può essere implementabile in futuro.

La terminologia varia tra le giurisdizioni, ma i termini utilizzati in questa sottosezione sono appropriati per il Regno Unito.

Pagina 19

Scottish_Renewables_PSH_OPE_SEA.docx

[D. Sostituzione/Riserva Supplementare](#)

ausiliario servizio fornito di pausa generare unità (o riduzioni nel caricare) per sostituire generare capacità non disponibile dopo un evento e per ripristinare le riserve al normale valore operativo.

[E. Carica seguito](#)

Lungo termine (ogni ora) i cambiamenti nella richiesta sono compensati dal caricare a seguire Riserva. Questo genere di Riserva aumenta o diminuisce la produzione delle unità di generazione su un ti . più ampio span per bilanciare domanda e offerta.

[6.2.1.4 Livellamento del carico/Arbitraggio energetico](#)

PSH può fornire livellamento del carico o spostamento del carico Servizi, cioè consumare energia durante prezzi bassi periodi e

creare a alto prezzo periodi. Questo riduce sistema generale produzione costi evitandone uso di costoso

picco di generazione durante picco di domanda periodi, e di crescente uso di a buon mercato carico di base generazione durante periodi di bassa domanda.

[6.2.1.5 Capacità di generazione](#)

piante di PSH tipicamente avere un generazione capacità di l'ordine di parecchi centinaia megawatt, quale fornisce un volume considerevole di flessibile capacità per un energia sistema. Questo contribuisce per stime di sistema sicurezza, evitando la necessità di garantire capacità aggiuntiva da altre fonti.

Un vantaggio di PSH impianti è questo essi operare in modalità di pompaggio per un po' di tempo . quando pompaggio, PSH la tecnologia può raddoppiare capacità di spedizione può fornire al sistema di essere cambiato da pompaggio alla modalità di generazione.

[6.2.1.6 Cicli e rampe ridotti delle unità termiche](#)

Le caratteristiche di flessibilità degli impianti PSH riducono le richieste di generazione termica create dalla variabilità delle risorse di generazione eolica e solare

. Le caratteristiche di rapida espansione della tecnologia PSH e la sua

capacità per assorbire e generare elettricità permette levigare il domanda netto profilo quelle esigenze per essere

fornito da generazione convenzionale. Questo permette in esecuzione potere convenzionale piante in un modalità più stabile, quale

migliora efficienza operativa, e riduce strada rampante e cicli. un più domanda netto stabile permette

riducendo a il numero di start-up e arresti di termico generazione, quale contribuisce per diminuendo

l'usura di questi beni, ottenendo anche notevoli risparmi sui costi di esercizio del sistema.

[6.2.1.7 Altri effetti sul portafoglio](#)

PSH impianti nella addizione per permettere riducendo rampante e Cicli di termico generazione unità, e riducendo il costi associato con accensione/spegnimento manovre, e indossare e lacrime, avere altro positivo effetti sopra il operazione e programmazione di generazione termica. Per livellare domanda netta, termica i generatori possono operare stabilmente e per tempi più lunghi a potenze più elevate, which si traduce in un funzionamento più efficiente e migliore carburante in elettricità efficienze di conversione. Inoltre, a una domanda netta più fluida rende programmazione e l'invio del sistema di alimentazione più facile.

[6.2.1.8 Ridotta congestione della trasmissione e migliore utilizzo delle risorse](#)

La flessibilità di PSH impianti può essere Usato nel il programmazione e spedizione di il sistema così come per modificare il energia flussi nel il trasmissione Rete, aiutare per alleviare trasmissione congestione, ridurre risposta

i prezzi di congestione, e improvvisazione all'e dei beni di trasmissione ' utilizzo.

Tutti e due vento e generazione solare solar sono tecnicamente catalizzati di essere controllati per limitare il tasso di - cambiamento di potenza in uscita ('tasso di rampa'), entrambi

al rialzo e (con previsione) al ribasso. Tuttavia questo si traduce in una riduzione delle energie rinnovabili produzione, con notevole sanzione economica.

Pagina 20

Scottish_Renewables_PSH_OPE_SEA.docx

Il proposto Posizione di PSH impianti nella Scozia volere Aiuto con trasmissione congestione risultante a partire dal alto volumi di rinnovabili onshore e offshore in Scozia. Ciò consentirà alle risorse rinnovabili di raggiungere il loro pieno

potenziale riducendo riduzione, portare vantaggi per il generale economia a basse emissioni di carbonio, ridurre i costi al consumatore e richiedono una capacità di trasmissione inferiore.

6.2.1.9 Differimento di trasmissione e distribuzione

Il PSH impianti, di migliorare il utilizzo di trasmissione e distribuzione risorse, e riducendo trasmissione prezzi di congestione, può aiutare a rinviare gli investimenti in nuovi asset di rete.

6.2.1.10 Supporto di tensione

Il controllo della tensione è a problema relativamente locale che è controllato controllando il fornitura di potenza reattiva. Reattivo

potere needs a essere fornito relativamente vicino per dove è necessario. Anticipazioni PSH le tecnologie hanno il capacità di supplying voltaggio controllo, attraverso o il convenzionale generatori Usato nel velocità fissa e unità ternarie PSH, o utilizzando il elettronica di potenza degli impianti PSH a velocità variabile che possono permettere di imitare il

capacità di controllo della tensione dei generatori convenzionali.

6.2.1.11 Stabilità dinamica migliorata

Energia sistema stabilità è il capacità di un elettrico energia sistema, per un dato iniziale operativo condizione, per riguadagnare un stato di operativo equilibrio dopo essere soggetto a un fisico disturbo, così quella in pratica il l'intero sistema rimane intatto [44]. Le unità PSH a velocità variabile hannouna risposta veloce e perché usano il potere elettronica, i loro controlli e capacità può essere progettato per migliorare il loro prestazioni sotto particolare disturbi, che possono contribuire alla stabilità dinamica del sistema di alimentazione.

6.2.1.12 Nero-Start capability ('Sistema Restoration')

Unità black-start are generazione unità che avere il capacità di iniziare di se stessi senza bisogno di un esterno fonte di elettricità. Questi gti snervandolendini sono i kernel a iniziare il processo di restauro dopo un diffusaead oscuramento. PSH avanzato e PSH ternario sono candidati per fornire funzionalità di black-start. Unità PSH a velocità variabile può anche Aiuto fornire PSH stazione black-start capacità Se accoppiato con Avanzate, ternario o convenzionale unità per fornire la loro fonte esterna di elettricità per alimentare i loro convertitori.

6.2.1.13 Investimento nella generazione

Il incorporazione di rinnovabile intermittente generazione al potere i sistemi hanno aumentato il volatilità e l'incertezza della domanda netta, e quindi la volatilità e l'incertezza dei prezzi dell'energia. Questo mi haaumentato il rischio esposizione di convenzionale Generatore investitori, quale nel girare è riducendo investimento e mettendo a rischio sicurezza dell'approvvigionamento.

Il capacità di PSH impianti per livello domanda netta può contribuire per riducendo il volatilità di energia prezzi, che può? Aiuto fornendo stabile e chiaro prezzo segnali per generazione investitori e a il stesso tempo ridurre la loro esposizione al rischio.

6.2.2 Benefici sociali

6.2.2.1 Sicurezza Energetica

Flessibilità PSH atti come abilitatore per altro rinnovabile energia risorse, contribuendo per loro integrazione in il sistema di alimentazione. Una maggiore dipendenza dalla generazione rinnovabile si traduce in:

Pagina 21

Scottish_Renewables_PSH_OPE_SEA.docx

meno dipendenza in locale e importato combustibile fossileS, non solo per elettricità produzione, ma anche di combustibili per riscaldamento e trasporto, mediante elettrificazione; ridurre d necessità di energia elettrica di importazione attraverso interconnessioni da altri e mercati di elettricità. Pertanto, PSH contribuisce a migliorare gli obiettivi di sicurezza energetica.

6.2.2.2 Emissioni ambientali ridotte

Nel contesto del Regno Unito, gli impianti di PSH consentiranno di ridurre le emissioni di gas serra nei seguenti modi bassi:

PSH può creare durante picco ore nel posto di convenzionale termico picco impianti, quale avere efficienza relativamente bassa ed emissioni elevate;

PSH re duce il variabilità di domanda netta, quindi permettendo termico generazione operare in un regime più stabile, a maggiore efficienza;

PSH consentirà un aumento uscita di variabile rinnovabile o altro generazione a basse emissioni di carbonio senza riduzione, soppiantando in tal modo una maggiore generazione di combustibili fossili;

PSH faciliterà il effetti su larga scala elettrificazione del calore e trasporto, fornendo così un itinerario decarbonizzare quei settori.

6.2.2.3 Integrazione delle risorse energetiche intermittenti

PSH sostiene l'integrazione delle energie rinnovabili in molti modi. Ciò ridurrà i costi totali di integrazione del sistema generazione rinnovabile e dovrebbe facilitare il raggiungimento economicamente vantaggioso di un basso contenuto di carboidratisugli obiettivi.

6.2.3 Vantaggi per i clienti finali

I benefici di PSH impianti per il operazione di energia i sistemi creano multiplo misurabile e non misurabile

benefici per elettricità consumatori, il fine clienti. Il numero di non misurabile benefici è più grandi di

quelli il fine cliente può percepire, quale crea il sfida per regolatori di primo creare il metrica

necessario per misurare quelli benefici, e secondo, progettazione e implementazione il mercato arrangiamenti

necessarie per compensare i fornitori di tali benefici.

I benefici che possono essere percepiti dai clienti finali sono:

Sicurezza dell'approvvigionamento e resilienza del sistema energetico
inferiore dell'energia elettrica, LLS.

I benefici che non possono essere percepiti direttamente dai clienti finali include:

Miglioramento della qualità dell'offerta

15

I molti vantaggi tecnici per il sistema elettrico sopra elencati (che dovrebbe risultare in inferiore bollette elettriche).

Riduzione delle emissioni di gas serra.

Stabilizzazione dei prezzi dell'energia.

Nuovo lavoro creazione dovuto per produzione, costruzione, installazione, la messa in produzione, e Operazione di nuove strutture PSH.

Vantaggi per l'economia nazionale grazie alla sostituzione di combustibili ed elettricità con fonti indigene.

15

Ad esempio: migliore qualità della tensione, meno interruzioni, frequenza più stabile.

Pagina 22

Scottish_Renewables_PSH_OPE_SEA.docx

6.2.4 Vantaggi per i proprietari e gli investitori di PSH

I principali vantaggi per i proprietari e gli investitori in base agli attuali accordi di mercato in GB sono:

Pagamento per alcuni dei benefici per sistema operazione, di ausiliario Servizi contratti per frequenza risposta e riserva;

Arbitraggio energetico;

Capacità, attraverso il mercato della capacità, anche se va notato che nessuna risorsa PSH di nuova costruzione ha ancora ottenuto un contratto nel mercato della capacità.

Tuttavia, solo una piccola parte dei ricavi realizzabili associati a PSH elencati in questa sezione sono bancabile nei tempi associati allo sviluppo, alla costruzione e alla vita economica di PSH, e pertanto will essere fortemente scontati nelle decisioni di investimento.

Pagina 23

Scottish_Renewables_PSH_OPE_SEA.docx

7. Aree di problema

su larga scala energia Conservazione volere essere necessario per raggiungere un flessibile elettricità sistema per il UK, nel particolare

conveniente ed efficaci integrazione di energie rinnovabili. Tuttavia, nonostante il è aumentato interesse e ricerca finanziamento su stoccaggio di energia alla rinfusa, dispiegamento effettivo di questo tipo della tecnologia ancora rimane basso in più

mercati elettrici sempre più grandi quote di intermittente generazione. Nonostante il evidente bisogno, e il capacità di maturo massa energia Conservazione, il economia un tempo necessario per costruire questi strutture unri non essere adeguatamente affrontato all'interno dei moderni mercati dell'energia elettrica, compresi nel Regno Unito.

Questa sezione recensisce problemi quella può impedire energia Conservazione, nel particolare PSH, a partire dal raggiungere il benefici

discusso nella sezione 6 e esamina l'esperienza internazionale con l'implementazione di PSH.

Problemi di ingegneria 7.1

I problemi di ingegneria non sono generalmente visti come grandi rischi per i progetti PSH nel Regno Unito.

7.1.1 Tecnologia

PSH è un matura tecnologia. il e ultimo tecnologico sviluppi includere velocità variabile e ternario PSH

impianti che hanno migliorato la flessibilità, l'efficienza e l'affidabilità delle piante di PSH.

Tuttavia, il sito-dipende n characteristics di PSH piante risultato in un progettazione personalizzata, site-specific civile opere, e forse i principali elementi di impianto specifici del progetto .

L'influenza di il sito caratteristiche rende il finale configurazione del numero di unità, dimensione e digita per

il progetto un complesso processi di ottimizzazione, che è fatto Di più complesso Se, come nel il UK, il mercati per

il potenziale reddito flussi a disposizione al di sopra di il tutta la vita di il progetto siamo loro stessi soggetto per sostanziale incertezza.

7.1.2 Permessi

Gli impianti P SH normalmente richiedono la costruzione di almeno un serbatoio. Questo implica un intervento nell'ecosistema del

sito dove il PSH impianto H è essere costruito. Nel Regno Unito, questo richiede studi di impatto ambientale, e applicazioni per i consensi .[45] .

7.1.3 Tempo di costruzione

P SH piantenormalmente richiedono considerevole civile funziona, che a sua volta avere costruzione lunga volte. Tuttavia, come questo è un matura tecnologia e Regno Unito ha un suindustria delle costruzioni civili sostanziale ed esperta, i rischi dei tempi di costruzione prolungati non sono eccezionali.

Problemi economici 7.2

La letteratura accademica e non accademica pubblicata arriva alle stesse conclusioni, una delle quali è che l'energia

Conservazione volere giocare un cruciale ruolo nel fornendo flessibilità, particolarmente per integrando grande azioni di rinnovabili e

generazione [50] [51] [52] [53] [54] . Tuttavia, concludono anche che strutture di mercato attuali e le disposizioni sono carenti per sostenere lo sviluppo di accumulo di energia [55] [56] [57] .

Mancanza di reddito meccanismi, mercato accesso e regole di partecipazione, supporto accordi, a lungo termine e regolazione costante, senza prezzo servizi, soggettività e misurabilità di benefici, eccetera., siamo un po' di il multiplo
Pagina 24

Scottish_Renewables_PSH_OPE_SEA.docx

economico problemi quella influenzare PSH pianta s. il se multiplo economico problemi può essere classificato nel Due: beneficio-

problematiche connesse e di mercato.

7.2.1 Problemi relativi ai vantaggi

La gamma di ruoli diversi giocato di PSH nel il sistema elettrico, e il associato benefici, si intende quella riserva di stoccaggio di energia w il bisogno 'impilare' più flussi di entrate, tutti di cui sono soggetto a considerevole incertezza, fare è estremamente difficile da sviluppare un affari robusti Astuccio, particolarmente colpito da molto termine incertezza della politica energetica.

In un'addizione , alcuni di il essere benefici che PSH impianti può offerta in un futuro poco contenuto di carbone sistema del Regno Unito, come descritto nel

Sezione 6.2, siamo difficile per misurare, un complesso per interni e. Anche dove un beneficio può essere definito e misurato, un aggiuntivo grado di la complessità è dato di il challenge di ripartire il beneficio, come è può si estendono su più livelli del sistema di alimentazione e molte parti interessate.

Un'altra porzione di il benefici di PSH piante are in il modulo di positivo esternalità (per esempio benefici ambientali e risparmio su rinforzo della rete costi) che sono più complesso per misurare e monetizzare. Qualunque valutazione questi vantaggi ha sostanziali incertezze, e in il contesto del UK il sistema elettrico cambierà nel tempo.

Un effetto secondario del incertezza del futuro flussi di entrate è che il disegno di il PSH progetto diventa più complesso. Un esempio è il equilibrio fra dare priorità al potere (MW) e capacità di memoria (GWh), ma L'altro sono altri. Questo è probabile per condurre per investitori scegliendo per minimizzare rischio piuttosto di ottimizzare complessivamente economic performance, cioè per ottenere un design quella è robusto per un gamma di incertezze, anche Se alcuni di questi le incertezze sono estremamente improbabili.

Riassumere:

- Quei benefici quale può essere quantificato e siamo attualmente (o poteva nel il vicino futuro essere) riconosciuto nel flussi di entrate per PSH i progetti sono molto incerti, nel corso della vita di qualsiasi PSH progetto, in particolare come L'altro è un periodo di Forse 5-7 anni per finanziamento e costruzione prima qualunque ricavi inizio per flusso.

- Alcuni di il benefici quella PSH può fornire siamo non quantificabile facilmente, o a tutti: metodi per quantificare questi o escogitare una delega per loro, per fornire ulteriori flussi di entrate per PSH, possono essere visti da investitori come vulnerabili a futuri cambiamenti normativi e politici.

- I progetti PSH hanno successo gli spese in conto capitale, basse spese operative e poco un'opportunità per influenzare la spesa in risposta a i cambiamenti, una volta il progetto è impegnata: il tipico caratteristiche di progetti di tipo 'infrastrutturale' .

- Così, reddito rischio è il maggiore rischio per PSH progetto sviluppatori. Questo era sopportato su nel il interviste con gli operatori del settore.

7.2.2 Questioni relative al mercato

7.2.2.1 Struttura del mercato

Il mercato struttura sotto la quale PSH le piante sono giochi sviluppati un cruciale ruolo, come mostrato Figura 5 ,quale mostra il totale PSH capacità installato nel quattro regioni con il più grande implementazioni di PSH contro il mercato struttura sotto quale quelli capacità erano commissionato. Il figura Spettacoli quella il vasto maggioranza di PSH la capacità è arrivata in operazione sotto il responsabilità di forte governo o quasi-governo istituzioni , mentre meno del 5% ha ve stato sotto condizioni di mercato liberalizzati.

Pagina 25

Scottish_Renewables_PSH_OPE_SEA.docx

Figura 5: Capacità PSH totale installato sotto diverse strutture di mercato (fonte dati [5]; adattato da [46]).

Questo implica quella liberalizzato mercati fare non attualmente creare il giusto incentivi per il largo distribuzione di PSH . Una ragione per questo potrebbe essere quel PSH impianto s operando in un mercato liberalizzato sono esposti a incertezza in giro futuro elettricità prezzi (quale nel girare Maggio essere pesantemente influenzato di mercato regolamento, e possibilmente

intervento politico

16

).

Come è nel il Astuccio di investimento nel nucleare energia impianti, investimento nel capitale intensi iv generazione richiede

supporto arrangiamenti per garantire recupero di fisso costi. Ilattuale Capacità Meccanismo nel il UK è un riconoscimento di il problema di investire nel grande capitale progetti con lungo restituire volte, con considerevole incertezza del futuro flussi di entrate. comunque, il sviluppo & costruzione periodo, e operativo durata di PSH, va ben oltre i tempi insiti nell'attuale mercato della capacità

17

.
Il obiettivo di il Capacità Mercato è solo per incentivare un impostato livello di generazione capacità e è lo fa? non, quindi, premiare la capacità di stoccaggio per gli altri preziosi servizi che fornisce. Mentre la capacità Meccanismo può fornire un prezioso reddito flusso, solo è è improbabile per fornire abbastanza certezza per grande progetti di accumulo di energia.

Le condizioni di licenza e le restrizioni per PSH sono un'altra possibile area da prendere in considerazione. In disaggregato mercati, condizioni di licenza normalmente precludono o limitare la proprietà di larga scala stoccaggio di energia in non-competitivo mercato le zone, perché del preoccupazione quella essi potrebbe essere Usato come tutti e due un regolamentato risorsa e partecipare contemporaneamente al mercato concorrenziale.

16

Per esempio, economico la teoria potrebbe mostrare di modellazione del UK sistema elettrico quella investimento nel un PSH voluto essere giustificato, come (dire) è guadagnerebbe un reddito sufficiente da prezzi all'ingrosso dell'elettricità molto elevati in poche occasioni all'anno: ma molto alto prezzi dell'elettricità, anche se essi si verificano raramente, può essere visto come politicamente inaccettabile. Quindi una volta che questi altiprezzi si è verificato, potrebbe esserci forte politico pressione per cambiare i mercati all'ingrosso, della capacità e dei servizi ausiliari per garantire che ciò avvenga non ripresentarsi.

17

Il meccanismo del mercato della capacità è stato progettato intorno a tempi generalmente sperimentatienzo da progetti CCGT.

Pagina 26

Scottish_Renewables_PSH_OPE_SEA.docx

7.2.2.2 Meccanismi di ricavo

Nonostante il internazionale accordo sopra il molteplici vantaggi di P SH impianti per parti interessate attraverso il energia sistema [51] [56] ,poco o no unaccordo esiste per quanto riguarda il ottimale politiche per incentivare PSH investimento, strategie per operare P SH e la struttura di proprietà per tali beni.

In termini di partecipazione al mercato, esistono tre grandi classi di modelli di reddito per la compensazione degli impianti di PSH :

in termini di costi di -Servizio , partecipazione diretta e dietro il metro . Questi compenso schemi siamo non si escludono a vicenda, e un impianto PSH potrebbe essere remunerato attraverso una combinazione di se [58] .

Sotto l' economicità di -service modello di business il costo del progetto è remunerato attraverso un regolamentato accordo con il regolatore che in genere copre i costi operativi e un tasso di rendimento concordato sul capitale costi. Tuttavia, mentre questo il modello ha been con successo usato per trasmissione e attività di distribuzione in disaggregatoiberalizzato mercati dell'energia elettrica, crea il preoccupazione per il potenziale premio eccessivo per energia alla rinfusa

Conservazione strutture che possono anche partecipare a il competitivo parte del mercato, in il caso di parzialmente-mercati elettrici liberalizzati.

Mercato partecipanti bisogno per competere per fornire competitivo mercato Servizi nel il Astuccio di diretto-partecipazione nel un parzialmente o completamente liberalizzato competitivo elettricità mercato. Nel Questo Astuccio, e Se Là è no

arrangiamento specialerabbia per piante di PSH, prendono parte del loro ricavi attraverso arbitraggio energetico, cioè da consumare a buon mercato elettricità a non di punta volte ae generare a picco ore, quale ha il effetto di riducendo l'elettricità prezzo propagazione fra quelli periodi. Sebbene Questo dovrebbero avere il effetto positivo di crescente benessere sociale, la riduzione del picco / o ff -peak prezzo differenziale volontà ridurre il reddito degli impianti di PSH.

Dietro il metro è un terzo attività commerciale modello quella si applica per energia Conservazione strutture quella siamo situato sopra il

generatore/consumatore/finale - lato utente delcontatore elettrico. Benefici finanziari in questo il caso può essere unottenuto attraverso l'utilizzo dell'accumulo di energia per evitare prezzi elevati dell'elettricità, migliorare l'utilizzo dell'energia rinnovabile in proprio,

accesso energie rinnovabili incentivi, ridurre basato sulla domanda oneri, e Ottimizzare fornitura affidabilità, tra altri, che potrebbe giustificare investire in un accumulo di energia servizio, struttura. è è riconosciuto

18

chet investimento casi nel Dietro a

il metro le risorse potrebbero essere guidate da una carica inadeguata metodologie , che potrebbero portare inefficiente risultati. UN Dietro a il metro energia Conservazione servizio, struttura può nel teoria partecipare nel il competitivo elettricità mercato, come ci sono nessuna regolamentazione barriere per partecipazione al mercato da Questo punto. Tuttavia, a causaal dimensione

e requisiti del sito di PSH, Behind le applicazioni Meter no ancora esistono nel UK. Potenzialmente, alcuni molto grande elettricità consumatori poteva strumento Questo, simile per il privato idroelettrico impianti per alluminio fonderie.

7.2.2.3 Costi marginali

In termini economici, i mercati agiscono per guidare il prezzo verso il costo marginale di breve periodo. In particolare per i benicon

alto capitale costo e Basso operativo costi, i breve corsa marginale costo può essere sostanzialmente inferiore di il entrate necessarie per pagare per il costi di capitale, cioè la lunga corsa costo marginale. qualche forma di intervento, come come il UK capacità mercato, Maggio essere necessario per garantire chet il ottimale lunga corsa soluzione (cioè per costruire il bene) viene raggiunto.

7.2.2.4 Altre barriere economiche

Ulteriori barriere economiche per lo sviluppo di schemi PSH includono:

18

https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2016/07/open_letter_-_charging_arrangments_for_embedded_generation.pdf

Pagina 27

Scottish_Renewables_PSH_OPE_SEA.docx

Griglia alta accesso charg es ,particolarmente dato il possibile posizioni di PSH progetti, a distanza a partire dal caricare centri.

La riduzione del rischio di altri tecnologie che competere direttamente con PSH a disposizione di flessibilità. Questo è il Astuccio di il C ap e Pavimento (C&F) meccanismo introdotto di Ofgem nel 2014 per interconnettori

19

.
Il C&F meccanismo fornisce un equilibrio fra incentivi stimolare concorrenza e investimento, e garantendo quella il rischi e ricompense siamo limitato. Il disposizione di il pavimento supera alcuni di l'incertezza associata con interoprezzo di vendita fluttuazioni tra i mercati e altro reddito flussi. In tal modo, si cerca di garantire che i vantaggi dell'interconnessione possano essere realizzati. Ulteriore, la presenza di un cap assicura che i consumatori siano protetti dallo sviluppo illimitatoer entrate.

Mercati e meccanismi internazionali 7.3

Questa sezione esamina l'esperienza internazionale con i meccanismi di supporto per la PSH. Le figure sottostanti indicano il crescita di PSH nel ogni la zona considerato. figura 6 Spettacoli il crescita di PSH capacità. Maggior parte sviluppi si è verificato prima del 1990, tranne in fretta economie in crescita in quale mercati dell'energia elettrica non ho stato completamente

liberalizzato, o dove il il regolatore è giocando e ruolo attivo sostenere il sviluppo di PSH. Ildrammatico riduzione della crescita in Europa e Gli Stati Uniti negli anni '90 coincidono con deregolamentazione o disaggregazione su larga scala di

mercati dell'energia elettrica in queste regioni.

[Figura 6: installazione cumulativa di PSHd capacità \(fonte dati \[5\] \).](#)

La Figura 7 mostra informazioni simili, ma per singoli progetti PSH.

19

ohfgem, 2 dicembre 2014:

https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2014/12/final_cap_and_floor_regime_design_for_nemo_master_-_per_pubblicazione_1.pdf

Pagina 28

Scottish_Renewables_PSH_OPE_SEA.docx

[Figura 7: distribuzione storica di PSH \(data fonte \[5\] \).](#)

7.3.1 Giappone

Nucleare il potere è il sindaco fonte di elettricità in Giappone, e ha stato uno del principale driver per il distribuzione di PSH impianti [59] .Aggiuntivo autisti per come sviluppo includere energia sicurezza motivi, no interconnessioni elettriche con altri paesi, idoneità geograficaità e prezzi elevati dell'elettricità [60] . L'elettricità mercato nel Giappone è parzialmente liberalizzato e ha non stato completamente disaggregato. UNsebbene il mercato ha stato Aperto per Indipendente Energia Produttori (IPP) da 1995, Là è un Basso porzione di IPP dovuto per: un) presenza di monopoli regionali e proprietà 'privata utenze integrate verticalmente che avere un mescolare di generazione e trinfrastruttura di invio/distribuzione; e B) alti costi di accesso alla trasmissione [61] [62] . Per questi motivi, la maggior parte Schemi PSH in Giappone sono gestiti attraverso accordi regolamentati (costo - di - modello di business dei servizi) che garantiscano il recupero dei costi.

Nel reazione a il Fukushima incidente, il giapponese governo ha deciso ridurre la loro dipendenza sopra nucleare energia di sostenere le rinnovables sviluppo attraverso nuovi sussidi [63] , e ha anche approvato ulteriore liberalizzazione e separazione del settore elettrico [61] [64] .

7.3.2 Cina

mentre il settore elettrico nel Cina è stato disaggregato nel 2002, il vasto maggioranza del elettricità infrastruttura è di proprietà dello Stato ai prezzi dell'elettricità sono definiti a livello centrale [65] [66] [67] .A causa di questi motivi, e

anche dal momento che PSH le piante possono essere usate come trasmissione e asset di distribuzione, PSSchemi H in China sono operati

sotto diversi meccanismi di prezzo che hanno aspetti di costo del servizio [68] .

Il maggior parte Comune prezzo meccanismi per PSH siamo single basato sulla capacità pagamenti e Tariffe di trasmissione/distribuzione. Nel l'ex meccanismo, PSH i proprietari affittano gli schemi al griglia compagnia, chi può liberamente spedizione Loro dentro ordine per massimizzare a livello di sistema benefici. Nel il quest'ultimo meccanismo,

la capitale investimento è fornito di la griglia aziende, Oms proprio il PSH impianti, e è recuperato attraverso la tariffa di trasmissione/distribuzione addebitata agli utenti finali.

7.3.3 USA

Liberalizzato disaggregato e mercati parzialmente disaggregati/parzialmente liberalizzati esistere nel il US [37] . Nel il disaggregato liberalizzato mercati PSH schemi operare sotto il partecipazione diretta attività commerciale modello, e essi necessità di competere con altri partecipanti al mercato per la fornitura di elettricità e servizi accessori [69] .

Ad eccezione di PJM

20

, gli schemi PSH sono a uno svantaggio negli USA sistemi di alimentazione, così come sono richiesto per specificare il loro scarico and caricare finestre, nel addizione per dichiarando la loro produzione costi, nel il giorno prima mercato usando prezzo previsioni. Il indipendente Sistema Operatore (ISO) allora ottimizza il Orari PSHng all'interno di quelli finestre, cioè PSH consumo e generazione offerte siamo valutato indipendentemente, quale potenzialmente potrebbe tradurre in un perdita. Nel il PJM mercato, sopra il altro mano, PSH in carica e scaricando la programmazione è co-ottimizzata nel mercato del giorno prima.

Il ultimo sviluppi nel relazione per energia deposito ion il NOI sono i FERC (Federale Energia Normativa Commissione) Ordine 755 [70] , e il CAISO energia Conservazione mandato AB 2514 [71] [72] . FERC ha dichiarato quella:

'... compensazione attuale metodi per la regolazione servizio in trasmissione regionale Operatore (RTO) and Sistema indipendente Operatore (ISO) mercati fallire per riconoscere il intrinsecamente maggiore quantità di frequenza regolamento servizio essere fornito di rampa più veloce risorse,' quale risultato nel il problema di Ordine 755 nel ottobre 2011. Il ordine : '... REQ uires RTO ed èOs a compensare frequenza risorse di regolamentazione basato sopra il effettivo servizio fornito, Compreso un capacità pagamento quella include il marginale unità opportunità costi e un pagamento per prestazioni che riflette il quantità di frequenza servizio di regolamentazione con precisione fornito da una risorsa che segue il segnale di spedizione.' Il obiettivo primario di FERC l'introduzione dell'ordine era per assicurare che tecnologie quella poteva eseguire meglio di previsto, e quale beneficiato il energia sistema di facendo così, dovrebbe essere remunerato correttamente.

CAISO mandato AB 2514 istruito della California investire o -di proprietà servizi di pubblica utilità (pagherò) (Pacifico Gas & Elettrico (PG&E),

Meridionale California Edison (SCE), e San Diego Gas & Elettrico (SDG&E)) per espandere loro elettricità Conservazione capacità e procurarsi 1.3GW di elettricità e termico Conservazione di 2020. Ogni IOU era premiato un energia contratto di magazzinaggio che stabilisce che il venditore sarà risarcito nel forma di un pagamento a capacità fissa e un pagamento variabile di energia/O&M, soggetto ad adeguamenti per diminuzioni di capacità, disponibilità o efficienza del progetto di stoccaggio.

7.3.4 Europa

Energia Conservazione volere giocare un cruciale ruolo per raggiungere europeo Unione obiettivi (espansione di rinnovabile energia,

decarbonizzazione, energia sicurezza, energia mercato integrazione, è aumentato competitività, eccetera.) [3] . Tuttavia, la diffusione dell'accumulo di energia è influenzata dalle normative esistenti [57] . Il sistema elettrico europeo non lo era

20

L'operatore del sistema PJM copre Pennsylvania, New Jersey e Maryland.

Pagina 30

progettato pensando allo stoccaggio di energia, come evidenziato nella direttiva sull'energia elettrica del 2009 in che accumulo di energia è

non incluso [73] .

L'osservato depresso e meno punto di energia volatile prezzi di mercato in Europa, e specialmente in Germania dovuto al grande volume di energia eolica sovvenzionata e (in particolare) solare [74] , hanno comportato la sospensione o abbandono di diversi PSH schemi in Svizzera e Germania [75] [76] . mentre questo è un risultato di molto circostanze specifiche (crescita molto rapida nella produzione solare che corsi relaziona bene con periodi di alta richiesta, risultante nel una sorpresalussuria di picco generazione), quale Maggio essere breve come rinnovabile penetrazione

aumenta [75], illustra il grave a lungo termine incertezza in potenziale entrate per PSH progetti discusso prima in questa sezione.

L'armonizzazione dei mercati dell'energia elettrica europea, in combinazione con il miglioramento dei livelli di interconnessione, può

essere previsto per atto per ridurre vendita all'ingrosso prezzo si diffonde nei molti europei mercati, quale volere ridurre energia-solo ricavi di mercato.

Il primo segno che sembra per rivelare un europeo generalizzato sforzo per promuovere l'energia Conservazione sviluppo in Europa è prendendo posto siamo dato di il fatto quella il europeo Commissione annunciato nel suo Unione dell'energia Estate Pacchetto di 15 luglio 2015 quella è Lavorando sopra un nuovo energia mercato design [77]. Questo nuovo design del mercato dell'energia mirerà a fornire un'opportunità per raggiungere un livello più ampio per lo stoccaggio di energia,

chiarire la posizione di energia Conservazione per entrambi regolamentato e entità non regolamentate e riconoscere il multiplo servizi che accumulo di energia può fornire. A regionale livello, su l'altra mano, alcuni primi passi to promuovere il sviluppo di griglia-scala energia Conservazione siamo essere fatto nel Germania e Il Olanda. Nel Maggio 2015, il Consiglio federale tedesco ha proposto di estendere i vantaggi dell'industria energetica federale tedesca Atto Sez. 118(6), che esenta i diritti di accesso alla rete per gli impianti a idrogeno e gas a base di idrogeno, ai nuovi elettricità impianti di stoccaggio che sono commissionato All'interno di una 15 anni periodo che inizia (retrospettivamente) su 4 agosto 2011, per un esenzione periodo di 40 anni (attualmente 20 anni). Nel il specifica Astuccio di già costruito PSH schemi, per quale pompa? o capacità della turbina nelpiegato di al meno 7,5% o il cui deposito capacità è aumentato di a meno 5% dopo 4 agosto 2011, essi siamo proposto per essere esonerare per 20 anni anziché di il attuale 10 anni [78]. Inoltre, il Tedesco UNassociazione di Energia e acqua Industrie avere proposto definizioni di accumulo di energia da utilizzare nella legislazione [79]. Finalmente, nel febbraio 2015 Paesi Bassi introdotto un temporaneo regolamento che consente 'Legge sull'elettricità experiments' che unisce locale produzione, consumo e accumulo di energia elettrica per facilitare e promuovere le reti intelligenti. Questo regolamento è pensato per i progetti

quella combinare locale produzione di energia rinnovabile e consumo per 'locale' (su a 500 fine utenti) or 'r REGIONAL' scala (fino a 10, 000 utenti finali) [57].

7.3.5 Regno Unito

Il Regno Unito opera un disaggregato liberalizzato elettricità mercato, dove PSH schemi ccompetere con altro mercato agenti per fornendo elettricità e ausiliario Servizi. Il quattro PSH schemi nel il UK siamo Di proprietà di privato aziende, come il attuale elettricità legislazione perofferte trasmissione o distribuzione aziende a partire dal possedere energia Conservazione, o altro generazione risorse. Il Servizi fornito di PSH impianti includere energia arbitraggio, servizi ausiliari (risposta in frequenza e riserva veloce), e capacità di black-startlità [80].

Attualmente, c'è nessun regolamento specifico per accumulatori di energiaentra nel Regno Unito a qualsiasi livello. Più mercato attraente

disposizione per accumulo di energia nel il UK così lontano è dato di il nuovo Migliorata Frequenza Risposta Prodotto creato di griglia nazionale fornire fonti di flessibilità. Sebbene nonmirato a qualsiasi tecnologia specificasi, l'accumulo di energia può essere particolarmente adatto, specialmente installazioni di batterie. A n all'astata prendendo posto durante

Estate 2016 che punta a 200 MW capacità. Agli aggiudicatari sarà assegnato un contratto quadriennale.

Inoltre, energia Conservazione è permesso per partecipare nel il Capacità Mercato, ma nuovo energia Conservazione perse Pagina 31

Scottish_Renewables_PSH_OPE_SEA.docx

su nel il Asta 2015 [81]. Altre operazioni portunità esistere per fornire ausiliario Servizi, ad esempio Corto Termine Riserva operativa e altre forme di riserva e risposta in frequenza, ma finora l'accumulo di energia non è stato successo in questi mercati.

Il la te stsviluppi in il energia Conservazione arena nel il UK includere il rapporti pubblicato di il Nazionale Commissione Infrastrutture e di il Energia e Clima Modificare Comitato nel 2016 [82] [83]. Il centrale

La scoperta riportata dalla National Infrastructure Commission è che l'energia intelligente potrebbe far risparmiare consumatori fino a £ 8

miliardi di n s i entro 2030, Aiuto il UK incontramits 2050 carbonio obiettivi, e sicuro lui del Regno Unito energia fornitura per generazioni. La Commissionesuggerisce anche che il Regno Unito potrebbe diventare un leader mondiale in fare uso di stoccaggio

tecnologie, non attraverso sussidi, ma garantendo una migliore regolamentazione crea condizioni di parità tra generazione e conservazione. A tal fine conclude che quanto segue Sono necessari due passaggi:

1. Governo a nd il regolatore (Oggi) dovrebbero revisione il normativo e legale stato di Conservazione e rimuovere barriere obsolete abilitare stoccaggio a competere lealmente con ggenerazione attraverso il vari interconnesso elettricità mercati. Il riforme dovrebbero essere proposto di Primavera 2017 e implementato come prima possibile dopo.
2. I proprietari di rete dovrebbero essere incentivato di Ofgem usare deposito (e altro) fonti di flessibilità) come un mezzi di migliorare la capacità e resilienza del loro reti come parte di un Di più gestito attivamente sistema.

L'energia e Comitato sui cambiamenti climatici evidenzia la pertinenza per il Regno Unito di accumulo di energia alla rinfusa dev elopments e anche sottolinea il povero e poco chiaro regolamento su questoè materia. Il rapporto conclude e raccomanda che:

1. Inoltre stoccaggio su larga scala, come come pompato Idro and Caria compressa Energia Conservazione, poteva essere di grande valore nel gestire variabile generazione, ma Là è incertezza come per il potenziale per futuro

distribuzione. Il Comitato raccomanda che il Governo commissioni a studio sopra il futuro di su larga scala Conservazione nel UK quale include considerazione di potenziale siti, e che cosa supporto come i progetti dovrebbero essere fattibili.

2. L'attuale normativa condizioni per la conservazione stanno ostacolando il suo sviluppo. Il comitato accoglie il governo's approccio consultivo a questo importa, ma lo spero volere procedi con un senso di urgenza. E urges il governo per pubblicare suo piani, come presto come possibile, per esentare Conservazione impianti dagli oneri di bilanciamento, e da tutti i doppi addebiti dell'onere di rete.

3. Le tecnologie di archiviazione dovrebbero essere distribuito su larga scala come appena possibile. Il comitato supporta l'utilizzo della rete di archiviazione come Questo aiuta a bilanciare sistema, e fornisce spazio di archiviazione operatori con un flusso di entrate quella incoraggia suo sviluppo. Consentire le reti per operare e procurarsi Conservazione, specialmente in il corto correre, poteva anche facilitare questi benefici. Tuttavia, è anche esprime la sua preoccupazione di Rete Proprietà di Conservazione, e chiama sopra Governo e Ofgem per analizzare il lungo termine rischi di proprietà, funzionamento e approvvigionamento della rete in loro lavorare sull'archiviazione. Infine, Ofgem commenta anche la necessità di chiarire il legale e commerciale stato di conservazione in [84]. Nel questo documento Ofgem si impegna a:

1. Lavoro con Governo per chiarire il scopo di Questo problema e identificare approcci per indirizzamento esso, nel discussione con l'industria

2. Intraprendere lavoro con Governo per chiarire il legale e commerciale stato di Conservazione e Esplorare se cambia per il normativo e commerciale quadro aho bisogno per abilitare suo efficiente uso, ricerca di input sulle opzioni dalle parti interessate.

Pagina 32

Scottish_Renewables_PSH_OPE_SEA.docx

3. Laddove sono necessari cambiamenti, essi sarà informato da considerando le interazioni e implicazioni di a nuovo quadro normativo per magazzino su tutto segmenti di il mercato, comprese le interazioni con politiche di efficienza energetica.

4. Contribuire al dibattito europeo sul ruolo dello stoccaggio.

Considerando altre opzioni per fornendo flessibilità, come sempre prontamente notato un berretto e Meccanismo a pavimento per sostenere

progetti di interconnessione sono stati avviati nel 2015. Gli interconnettori ad altri sistemi elettrici europei competono contro enervosismo stoccaggio, in particolare PSH, nel fornire alcuni aspetti di flessibilità. Questo Meccanismo C & F socializza efficacemente alcuni di il rischi e ricompense di interconnettore progetti. Il discussione per Questo è quella progetti di interconnessione avere le caratteristiche di 'infrastruttura', vale a dire lungo costruzione tempi, pochi o no reddito alternativo flussi, e finanziato oltre lungo periodi. Queste caratteristiche anche applica a alcuni energia tecnologie di archiviazione, incluso PSH.

è è notevole che c'è è no specifica cognizione nel personale a partire dal governo e relazionato corpi quella rischio di reddito è un maggiore problema per ad alta intensità di capitale Conservazione tecnologie, come importante come il assoluto livello di potenziali ricavi.

[Sommaio 7.4](#)

I punti importanti di questa sezione possono essere riassunti come segue:

[7.4.1 Rischi](#)

PSH la tecnologia è maturo, però continuando sviluppare, e il non sono tecnico maggiore rischi per qualunque particolare progetto PSH. I principali rischi per gli investitori del progetto PSH sono i rischi di reddito.

I rischi di ricavo derivano da:

- Il 'infrastruttura' caratteristiche di PSH progetti : lungo costruzione periodi, lungo vita al di sopra di quale per recuperare costi, cioè capitale costi, Basso operativo costi, e (critico) il Basso opportunità per influenzare tutti i costi una volta che l'investimento è stato impegnato.

- L'incertezza sui flussi di reddito futuri.

L'incertezza sui futuri flussi di entrate è a sua volta guidata da:

- Il lungo tempistiche: 5-7 anni prima il inizio di operazione, costi per essere recuperato 25-50 anni;

- Molto pochi del vero benefici di PSH per il elettricità sistema siamo attualmente realizzato come entrate e flussi affatto;

- Quelli quella fare attualmente modulo reddito flussi siamo soggetto per considerevole incertezza nel futuro, a causa di concorrenti (per esempio, futuro crescita nel richiesta risposta competere su prezzo arbitraggio nei periodi di picco della domanda);

- Alcuni degli altri veri benefici di PSH può essere realizzabile come flussi di entrate, ma fino a questo è fatta devono essere trattati come altamente incerti dagli investitori;

- Tutto possibile reddito flussi (tranne Forse arbitraggio sopra vendita all'ingrosso mercati) siamo vulnerabile per futuro intervento normativo o addirittura politico.

Quindi è non è chiaro che, anche se i meccanismi possono essere sviluppato per consentire tutti i veri benefici di PSH a il sistema elettrico del Regno Unito da realizzare come flussi di entrate, il totale risultante sarebbe considerato dagli investitori in

PSH come sufficiente, e sufficientemente certo, per giustificare l'investimento.

Pagina 33

Scottish_Renewables_PSH_OPE_SEA.docx

7.4.2 Costi marginali di breve periodo vs costi marginali di lungo periodo

Come discusso nella Sezione 7.2.2, i mercati agiscono per guidare il prezzo in direzione del breve costo marginale. Come PSH

ioS caratterizzato da alto costo capitale e basso costo operativo, il breve costo marginale può essere sostanzialmente inferiore alle entrate necessarie per pagare il costo del capitale, ovvero il lungo periodo costo marginale. Ricavi dal mercato dell'energia può quindi essere insufficiente a svincolare questo tipo di asset.

7.4.3 Esperienza internazionale con PSH

Poco o nessun accordo esiste a livello internazionale per quanto riguarda le politiche ottimali per incentivare l'investimento PSH, e la proprietà strutturata per quelle risorse. Tuttavia è chiaro che quella molto poco. Gli investimenti in PSH si sono verificati di recente nel settore dell'elettricità liberalizzata.

Ciò supporta le conclusioni di cui sopra sul rischio di ricavo e sui costi marginali.

7.4.4 Esperienza nel Regno Unito con problemi simili

Il meccanismo di capacità è stato introdotto per risolvere un problema simile garantendo una capacità di generazione sufficiente

(e la risposta sul lato della domanda) era disponibile per garantire la sicurezza del sistema. Il meccanismo di capacità è, in effetti, un

polizza assicurativa a tutela dei consumatori da alti e volatili prezzi, e infine 'le luci si spengono'.

Tuttavia, il meccanismo di capacità da solo non è sufficiente per supportare PSH come fa non fornire certezze sul necessario lasso di tempo. Ulteriore, l'energia di conservazione dovrebbero idealmente essere incentivati per fornire il pieno gamma di

servizi di stoccaggio, non solo per esistere come capacità di stoccaggio.

Il OFTO (Offshore Trasmissione Proprietario) e CATO (Competitivamente Nominato Trasmissione Proprietario) regimi sono stati introdotti per finanziare asset di tipo infrastrutturale, ovvero asset di trasmissione offshore e onshore che possono essere chiaramente identificati come separati da quelli del sistema di trasmissione. In questi casi, gli investitori ricevono un ritorno regolamentato sopra i loro investimenti; nel caso di CATO, un po' dei rischi (un pochi) sono socializzati attraverso tutti

consumatori di energia elettrica. Di nuovo, questo potrebbe non essere appropriato per lo stoccaggio di energia, come il regime CATO incentiva

solo fornitura affidabile di capacità di trasmissione.

Interconnettori per altri sistemi di elettricità sono anche tipo infrastruttura e investimenti, e siamo di più da vicino relazionati per PSH come essi sono fornitori di flessibilità. Il Cap e Pavimento regime istigato di Ofgem per nuovo interconnettore progetti isola gli investitori a partire dal maggior parte dei rischi, effettivamente socializzare tutti e due rischi

e potenziali ricompense.

Pagina 34

Scottish_Renewables_PSH_OPE_SEA.docx

8. Fatti chiave e raccomandazioni

Aspetti principali 8.1

1. Pompato Conservazione idro (PSH) è una provata su larga scala tecnologia, capace di fornire grande importi di altamente flessibile capacità che può ottimizzare affidabilità e resilienza di sistemi di elettricità, e facilitare anche futuri sistemi elettrici a basse emissioni di carbonio. Rispetto alle tecnologie delle batterie che sono guadagnando molta attenzione, PSH fornisce molto più grande dimensioni. PSH è più adatto per la conservazione energia

per periodi di decine di ore.

2. Il Regno Unito, e in particolare Scozia, ha luoghi adatti per grandi risorse PSH. Da tecnico e prospettive economiche, PSH è probabile che sia tra il migliore e la maggior parte dei modi economici di fornire grandi quantità di flessibilità affidabile in il Regno Unito. Il GB il sistema elettrico sarà richiedere nuove fonti di flessibilità in ordine per far fronte a questi fattori come su larga scala implementazioni di variabile rinnovabile generazione, inflessibile

generazione a basse emissioni di carbonio (CCS e nucleare), e variazioni del consumo di elettricità (come elettrico veicoli e pompe di calore).

3. In assenza di tali fonti di flessibilità, le alternative probabili sono:

a. flessibile a gas e diesel generazione, quale volere aumentare le emissioni di gas serra, e Maggior aumentare le bollette elettriche per i consumatori finali;

b. riduzione di rinnovabili variabili (vento e solare), quale limiterà il loro contributo per riducendo emissioni di gas serra e influiscono sull'economia degli investimenti nelle rinnovabili.

4. I vantaggi di PSH si estendono dappertutto sistemi di alimentazione, a partire dalla generazione in meno finire consumatori e a multiplo tempistiche. Alcuni di questi benefici possono essere misurati e prezzi, cioè energia e ausiliario Servizi. Tuttavia, alcuni di questi benefici che PSH può offrire per il UK sistema elettrico sono difficili o impossibili da misurare e complesso da internalizzare.

5. PSH è un investimento di tipo 'infrastrutturale' :il lungo condurre volte combinate con l'alto capitale investimento necessario di questo tipo di asset richiedono periodi prolungati di tempo per recupero dei costi. In particolare, l'intervento è necessario per mitigare il rischi associato con il recupero di il lunga corsa marginale costi . Inoltre, la lunga durata del progetto espone gli investimenti in PSH a molto grande regolamentazione, mercato e politica un'incertezza , che aumenta il rischio di investimento in questo tipo di tecnologia.

6. Il vasto maggioranza di PSH schemi nel il mondo avere stato costruito sotto alcuni ordinare di Governo- regime sostenuto che ha ricavi assicurati a lungo termine e recupero del capitale. I mercati liberalizzati si non sembrano fornire il livello richiesto di certezza dei ricavi per incentivare investimento in PSH.

7. Ricavi da enervosismo arbitraggio, servizi ausiliari disposizione e il mercato della capacità sono probabili essere insufficientemente prevedibile ,particolarmente nel il lungo termine, per supporto investimento nel nuovo PSH schemi nel il Regno Unito . Altri benefici che plausibilmente potrebbero essere monetari titi in qualche modo sono allo stesso modo improbabile che sia

sufficientemente prevedibile. Tperanto, anche Se meccanismi può essere sviluppato per permettere tutti il vero benefici di PSH per essere realizzato come reddito flussi, è non è chiaro quella il risultante totale voluto essere consideriso di investitori in PSH come sufficientemente certi da giustificare l'investimento.

8. Supporto mirato schemi per altro tipi di flessibilità risorse, come come per esempio il Cap e Pavimento meccanismo per interconnettori nel il Regno Unito , attualmente discriminare contro quelli tecnologie quale fare non avere tale supporto, ad esempio PSH. Tuttavia, tale i meccanismi possono essere appropriato in il Regno Unito per consegnare la certezza richiesta dagli investitori PSH, tutelando al contempo i consumatori.

Pagina 35

Scottish_Renewables_PSH_OPE_SEA.docx

Raccomandazioni 8.2

Nuovo Conservazione risorse volere essere prezioso per abilitare il sviluppo di un Di più efficiente e Di più sicuro Basso sistema energetico del carbonio a costo più basso ai clienti. Tuttavia, ci sono economico fondamentale barriere in le strutture di mercato esistenti. Se questi bai corrieri non vengono indirizzati, quindi ci sarà una sotto-consegna di Conservazione. Questo è particolarmente il Astuccio per PSH. Questo sotto-consegna sarebbe causa un fallimento per raggiungere questi

benefici per la società e si traduca in a meno efficiente, meno sicuro e impianto elettrico a maggior costo. Seuna soluzione è per essere trovato, allora è è essenziale per Governo e Regolaattori prendere azione per correggere il mercato fallimento s.

Internalizzazione delle esternalità economiche e mercati mancanti

è sarà essenziale per sviluppare mercato meccanismi quale può internalizzare il valore alla società di economico esternalità che non sono completamente riflesso in questo momento. I mercati competitivi possono consegnare solo economicamente

risultati efficienti Se il valore per clienti è appropriatamente riflesso nel il mercato prezzi quale clienti pagare il servizio.

Tuttavia, anche se si realizzasse un'equa monetizzazione di tutti i possibili flussi di entrate per i progetti di stoccaggio dell'energia, è

non è chiaro che ciò fornirà una certezza di entrate sufficiente per i progetti PSH, asono i valori futuri di questi può essere altamente influenzato da molto termine decisioni di politica energetica, come come livelli di elettricità rinnovabile e obiettivi nazionali di carbonio.

Correggere le distorsioni negli accordi di tariffazione della rete

All'interno del mercato attuale, ci sono una serie di problemi che hanno messo in dubbio l'opportunità di esistente in carica disposizioni. Come è stand, griglia nazionale

21

ha impostato su suo Intenzione per condotta un

revisione più ampia degli accordi commerciali relativi alla carica di trasmissione, and governo

22

ha impostato su

che Ofgem Intende revisione il potenziale per 'vantaggi incorporati' per avere conseguenze non volute e offrono determinate tecnologie (in particolare il diesel integrato generazione) un vantaggio competitivo

23

Questi problemi avere un significativo impatto sopra la fattibilità di tutto lo spazio di archiviazione progetti e è è essenziale quella essi

sono considerati insieme in per garantire ricarica di rete gli arrangiamenti creano un parità di condizioni e permettere il più efficiente tecnologie per competere. UN attento, olistico e sistematico recensione di il recupero dei costi di trasmissionee sistemi di distribuzione e politiche energetiche (capacità e supporto a basso tenore di carbonio meccanismi) è necessario per consentire un'equa considerazione della PSH.

Riduzione del rischio commerciale associato a future decisioni politiche

Operatori commerciali siamo bene piazzato per gestire commerciale rischi; tuttavia essi siamo incapace per gestire, prevedere, o coprire rischi associati con futuro decisioni politiche. Sesviluppatori di archiviazione sono per ci si aspetta

posto grande importi di circolante a rischio per consegnare lungo termine investimento nel Conservazione risorse, poi è volere essere

essenziale per il governo e le autorità di regolamentazione per fornire un grado di garanzia commerciale dietro la politica futura direzione. Questo voluto sostanzialmente ridurre un dello sviluppatore progetto rischio e perciò ridurre costo di capitale, ridurre il costo di nuovo progetti e in definitiva ridurre il costo per clienti di il energia sistema. Questo approccio è già ampiamente Usato nel il UK energia mercato attraverso esempi come come il Cap e Pavimento

21

Nazionale Griglia:

<http://www2.nationalgrid.com/UK/Indinformazioni-ustry/Oneri-di-sistema/Trasmissione-elettricità/Rete-di-trasmissione- uso - di - oneri di sistema/>

22

DECC:

https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/504217/March_2016_Consultation_Document.pdf

23

Vedere la corrispondenza di Ofgem su questo argomento : https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2016/07/open_letter_-_charge_arrangements_for_embedded_generation.pdf

Pagina 36

Scottish_Renewables_PSH_OPE_SEA.docx

meccanismo per interconnettori, Contratti per Differenza per basse emissioni di carbonio pianta ae il CaMeccanismo di pacità per pianta spedibile. Questo conclusione è sostenuto da il Energia e Clima Modificare Comitato, Oms consigliato quella Governo commissioni un studia sopra il futuro di lar ge -scale Conservazione nel il UK, per includere la considerazione del sostegno di cui tali progetti avrebbero bisogno per essere praticabili. DNVGL lo sostiene fortemente raccomandazione.

Introdurre meccanismi di mercato per riconoscere il lungo te natura rm dei vantaggi dello storage Il vendita all'ingrosso e capacità mercati per energia, bilanciamento e ausiliario Servizi siamo competitivo e bene adatto per concorrenza fra risorse con inferiore capitale costi unnd più corto sviluppo e costruzione volte. Tuttavia, questa struttura di mercato non riesce a fornire un efficiente bancabile risultato quando il costo di fornendo quelli Servizi coinvolge relativamente alto capitale costo risorse, come come PSh. Questo problema è già affrontato con successo con attraverso competitivo esistente meccanismi di mercato entro l'energia mercato discusso sopra, inclusang il Cap e Meccanismo a pavimento per interconnettori. è sarà essenziale per Governo e regolatori sviluppare strutture di mercato che fare appropriatamente riflettere il lunga corsa costo marginale della fornitura di storage per fornire il prezzo appropriato segnale agli investitori. attento analisi volere essere necessario per garantire quella come un meccanismo lo fa? non ingiustamente competere contro altre forme di flessibilità o altro accumulo di energia tecnologie: it può essere necessario definire la portata per copertina solo quelli tecnologie con 'infrastruttura' -tipo caratteristiche. Tuttavia, simile preoccupazioni avere stato affrontato in modo soddisfacente, ad esempio nel meccanismo Cap and Floor per l'interconnessioneattori.

Accumulo idroelettrico con pompaggio (PHS), noto anche come energia idroelettrica con pompaggio (PSH) e l'accumulo di energia idroelettrica pompata (PHES), è un impianto basato sulla fonte per immagazzinare energia elettrica tricità, principalmente con l'obiettivo di bilanciamento del carico. Durante i periodi non di punta e nei periodi di alta produzione nelle centrali elettriche rinnovabili, l'elettricità a basso costo viene consumata per pompare l'acqua ad un serbatoio di alta quota. In questo modo, l'energia elettrica in eccesso viene immagazzinata nel modulo di energia potenziale gravitazionale. Quando la domanda di elettricità aumenta, l'acqua immagazzinata è rilasciato per azionare le turbine idrauliche impiegate del sistema e azionare un accoppiato generatore di elettricità per produrre energia. Il flusso in uscita dal serbatoio superiore può essere controllato per fornire una potenza di uscita variabile. L'efficienza di andata e ritorno di un impianto PHS può raggiungere fino all'85%, che è la percentuale più alta tra gli accumulatori di energia meccanica (MES). Inoltre, la capacità di tali impianti può essere estremamente grande, fino a pochi mille megawatt. I principali svantaggi dei sistemi PHS sono le limitazioni in la disponibilità di acqua e le sfide topografiche, nonché gli elevati costi di capitale. Inoltre, appro- Sembra che nell'ambiente naturale siano disponibili siti specifici per questa tecnologia e quindi ci sono anche preoccupazioni ecologiche e sociali da superare. Anche considerando queste sfide e inconvenienti, PHS è di gran lunga l'energia più ampiamente implementata tecnologia di archiviazione nel mondo grazie ai vantaggi e menzionati in precedenza i suoi considerevoli vantaggi economici facilitando la fornitura di elettricità a basso costo a tempi costosi e prezzi spot e alta efficienza. Questo capitolo fornisce informazioni sui fondamenti dei sistemi PHS, una storia di diversi tipi di sistemi PHS, e lo stato dell'arte della tecnologia. Quindi, presenta la matematica di base modello richiesto per l'analisi di una struttura SPF seguita da una discussione sul futuro per-prospettive di questa tecnologia.

4.1 Fondamenti. Nei capitoli precedenti, abbiamo affrontato la necessità di sistemi di accumulo di energia , in particolare i sistemi di accumulo di energia elettrica. Abbiamo sostenuto che l'accumulo di energia le unità sono altamente vantaggiose tecnicamente ed economicamente non solo per il rinnovo

centrali elettriche capaci ma anche per centrali e reti elettriche convenzionali [1]. Per quanto riguarda gli impianti rinnovabili, è chiaro che i sistemi di accumulo di energia elettrica possono rendere distribuibile l'uscita di potenza fluttuante, il che è estremamente importante extremely Technologies di stoccaggio dell'energia meccanica © 2021 Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-820023-0.00004-3> Tutti i diritti riservati. 73 per mantenere la stabilità della griglia [2]. Nei sistemi convenzionali, invece D'altra parte, le unità di accumulo di energia possono aumentare il vantaggio economico facilitando tempismo corretto delle vendite di energia al mercato e dando loro una forte flessibilità [3]. Si consideri, ad esempio, una rete elettrica con un'elevata penetrazione di centrali elettriche convenzionali comprese le centrali nucleari, Rankine steam power piante, e altri. In questo sistema, quando la domanda aumenta o una produzione l'unità si imbatte improvvisamente in un problema tecnico, la frequenza della rete cade e, naturalmente, la potenza di uscita di questi impianti non può essere spostata verso l'alto e giù il più rapidamente necessario. Quindi, impiegare un'unità di accumulo di energia può mantenere il necessario equilibrio tra i sistemi dei fornitori di energia elettrica e la domanda, eliminando la necessità di costosi servizi ausiliari [4]. Tra i numerosi sistemi MES esistenti e in via di sviluppo, il pumped Il sistema di stoccaggio dell'energia idroelettrica (PHS) è la tecnologia più matura. Questo lo ha reso il sistema di accumulo di energia più ampiamente implementato al mondo-largo. Entro il 2017, PHS ha coperto oltre il 95% del totale in servizio elettrico-capacità di archiviazione del globo con una capacità totale di circa 184 GW [5]. Fino al 2011, circa 40 strutture PHS operavano a livello globale (per lo più negli Stati Uniti), mentre solo due impianti di stoccaggio di energia ad aria compressa (uno in Germania e uno negli Stati Uniti) erano in funzione [6]. Sistemi PHS può essere suddiviso in due configurazioni principali: anello aperto e anello chiuso sistemi. Nel primo, il sistema è accoppiato ad un sistema idrico naturale come un fiume (il serbatoio inferiore è una diga collegata a una sorgente d'acqua naturale), mentre in quest'ultimo gli invasi non sono collegati ad alcun corpo idrico naturale ed è solo il serbatoio superiore e inferiore tra i quali il meccanico i componenti del sistema sono posizionati e funzionano. La Fig. 4.1 illustra lo schema schematico di un sistema PHS semplificato in una configurazione ad anello chiuso (il serbatoio inferiore non è collegato ad alcun fiume o corso d'acqua naturale). Il principio di funzionamento di un sistema PHS è abbastanza semplice. Come mostrato in Fig. 4.1, un PHS è costituito da pochi componenti principali, vale a dire una riserva superiore, una turbina/pompa idraulica collegata a un motore/generatore, a serbatoio inferiore, il sistema di canali/tubazioni di flusso e i sistemi di controllo (ad es valvola di controllo). Nella modalità di carica, la potenza in eccesso che deve essere immagazzinata è utilizzato dal motore per azionare la turbina/pompa, che funziona in modalità pompa in questa fase. La pompa trasferisce l'acqua dal serbatoio inferiore a quello superiore serbatoio per immagazzinare l'elettricità in eccesso sotto forma di aumento del potenziale energia nel sistema. Nella modalità di scarico, la direzione del flusso d'acqua e il funzionamento dei componenti è invertito. La valvola di controllo si apre, a seconda al livello di potenza necessaria per essere prodotta, e l'acqua dal resto superioreervoir ad alta pressione scorre attraverso la turbina/pompa idraulica (che è in 74 Tecnologie meccaniche di accumulo di energia modalità di funzionamento della turbina) e produce lavoro di rotazione che viene alimentato per azionare il Generatore. Infine, l'acqua scaricata a pressione molto più bassa si trova all'interno del serbatoio inferiore [7]. Di seguito, presentiamo una panoramica delle tecnologie utilizzate nel passato e da utilizzare in futuro per ciascuno dei componenti principali di un PHS sistema. Durante il processo di scarico, la turbina impiegata converte la potenza idraulica nel flusso d'acqua alla potenza meccanica e funge da principale unità del sistema. Per fornire uno stoccaggio di energia efficiente ed economico sistema, sono necessari progressi nella progettazione di questo componente per migliorare il rendimento totale dell'impianto [8]. La selezione della turbina da essere impiegato nei sistemi PHS è una funzione delle stime dei costi e dell'operatività parametri. Esiste una significativa diversità di design per diverse operazioni different condizioni. Tuttavia, le turbine adeguate possono essere elencate in quattro diversi categorie: turbine a impulso, a reazione, a pompa idraulica ea gravità [9]. Turbine a impulsi: questi tipi di turbine normalmente utilizzano l'acqua velocità per spostare il corridore durante la scarica intorno alla pressione atmosferica sicuro. Una turbina a impulsi è adatta per basse portate e alte prevalenze

Controllo

valvola

condotta forzata

centrale elettrica

Generatore di motore

Reversibile

p

ehm

p

-turbina

Inferiore

serbatoio

Superiore
serbatoio

Figura 4.1 Schema schematico di un semplice sistema PHS ad anello chiuso.

75 Accumulo idroelettrico pompato

applicazioni. Le turbine Pelton, Turgo e a flusso incrociato sono i tre tipi principali di turbine a impulsi.

Lester Allan Pelton brevettò la turbina Pelton nel 1880. Questo la turbina è stata inventata per essere utilizzata per la generazione idroelettrica in aree geografiche condizioni in cui è disponibile un'alta prevalenza con una portata ridotta [10].

Una turbina Pelton in scala di laboratorio, studiata da Agar e Rasi

[10], è illustrato in Fig. 4.2. Come mostrato, le alette equidistanti si adattano alla ruota.

Contro le ruote tradizionali, queste palette sono costituite da due tazze. Un getto d'acqua colpisce queste tazze da uno o più ugelli per convertire l'energia cinetica dell'acqua in impulsi.

È stata progettata la turbina Turgo, una modifica della turbina Pelton da Gilkes nel 1919 per applicazioni a media prevalenza. Dalla sua invenzione, un grande numero di strutture in tutto il mondo sono state dotate di questa turbina.

Normalmente le turbine Turgo funzionano con un'efficienza di circa l'87%. Questo tipo di turbina a impulsi non solo aumenta la capacità di generazione di energia idroelettrica razione, ma contiene anche un sistema di iniezione a ugello e lancia, che è il suo caratteristica principale della turbina Pelton per la regolazione del flusso [11]. Anche, Le turbine Turgo hanno una velocità specifica maggiore e possono gestire un volume maggiore di acqua rispetto alle turbine Pelton dello stesso diametro, portando a minori costi di installazione [12]. La turbina Turgo è stata sviluppata per compensare i principali problemi della turbina Pelton. A differenza della turbina Pelton, i getti d'acqua negli espansori Turgo sono diretti verso uno specifico angolo acuto in contraddizione con il piano di rotazione del pattino, mentre l'acqua fuoriesce dal lato opposto del corridore. In questo modo, l'interferenza del deflusso con i getti e il corridore (un problema esistente nel design Pelton) possono essere minimizzati. Inoltre, i getti d'acqua colpiscono più di una lama alla volta e ogni lama ha una superficie 3D complessa. Pertanto, scarico rapido e completo

Fig. 4.2 Schema schematico di una turbina Pelton [10].

76 Tecnologie meccaniche di accumulo di energia

di acqua può essere ottenuta per ridurre al minimo l'energia dell'acqua in uscita [13]. Figura 4.3 mostra una tipica turbina Turgo.

Una turbina a flusso incrociato è una macchina a forma di tamburo nota come Banki-

Turbina Michell o Ossberger. A differenza della maggior parte delle turbine idrauliche, che avere flussi radiali o assiali, in una turbina a flussi incrociati il flusso d'acqua attraverso le pale della turbina attraversano la turbina trasversalmente [14]. Questo tipo della turbina a impulsi funziona a velocità inferiori ed è appropriato per bassa prevalenza e corsi d'acqua ad alta portata [15]. Questa macchina è stata sviluppata per affrontare un maggior quantità di portate d'acqua e prevalenze inferiori rispetto al Pelton turbina. Ebrahimi et al. [16] ha sviluppato un esperimento per studiare l'effetto di una turbina a flussi incrociati su letto erodibile a scopo di manutenzione di questo tipo di turbina con fondazioni costanti. La Fig. 4.4 illustra un semplice Schema schematico di una turbina a flussi incrociati. La turbina a flusso incrociato è mostrata con flussi sia orizzontali che verticali.

Turbine a reazione: una turbina a reazione produce elettricità utilizzando reciprocamente azione della pressione e dell'acqua in movimento [17]. Rispetto alle turbine a impulsi, le turbine a reazione non cambiano troppo drasticamente la direzione del flusso d'acqua. Nel oltre a ciò, le turbine a reazione sono generalmente impiegate in impianti con portate maggiori e prevalenze inferiori rispetto alle turbine ad impulsi. Bhatia Figura 4.4 Turbina a flusso incrociato; con afflusso orizzontale (sinistra), con afflusso verticale (destra). Figura 4.3 Una tipica turbina Turgo; lato ingresso anteriore (sinistro), lato uscita posteriore (destra) [11].

77 Accumulo idroelettrico pompato

[18] affermava che "una turbina a reazione è una ruota orizzontale o verticale che opera con la ruota completamente sommersa, caratteristica che riduce turbolenza." Il funzionamento di questo tipo di turbina si ottiene quando il rotore è riempito con acqua ed è racchiuso in un involucro a pressione. Un tubo di tiraggio funge da diffusore per scaricare l'acqua ed esiste sotto il corridore in tutte le reazioni turbine. In questo modo la prevalenza effettiva sarà aumentata a causa di una riduzione nella pressione statica al di sotto del pattino [19]. In teoria, l'acqua è sotto pressione nel punto centrale di una turbina a reazione e provoca la rotazione tramite fuoriuscita dalle estremità delle lame. Le turbine a reazione possono essere suddivise in due gruppi principali di Francis e turbine ad elica [17].

La turbina Francis è la turbina ad acqua più comune in uso. Era sviluppato da James Bicheno Francis durante il 1850 [20]. Un cambiamento in la direzione dell'acqua che passa attraverso la macchina è la caratteristica fondamentale di questo turbina. La turbina Francis è progettata per essere estremamente flessibile e può essere utilizzato in impianti con portate e prevalenze differenti [21]. Fig. 4.5 mostra una turbina Francis accoppiata ad un generatore oltre che una semplice turbina Francis [22]. Una turbina Francis può essere equipaggiata con una girante radiale o mista flusso assiale/radiale. Un tubo di tiraggio e cancelli wicket sono il prossimo componenti di questo tipo di turbina.

Le turbine ad elica sono turbine assiali che hanno da tre a sei pale sul loro corridori. Normalmente, il numero di lame sulla guida assiale dipende dal design della testa dell'acqua e della turbina [17, 23]. Questo tipo di turbina è appropriato espansore per contenitori ad alto flusso e bassa prevalenza ed è adatto per piccoli e Schemi mini-idro [24, 25]. Tuttavia, turbine ad elica per micro-idro

Albero

turbina Francis

Tubo di scarico

Tubo di afflusso

Fig. 4.5 Una turbina Francis accoppiata ad un generatore [22] (a sinistra), una semplice turbina Francis [17] (a destra).

78 Tecnologie di accumulo di energia meccanica

le strutture sono ancora in fase iniziale. Turbine Kaplan, a tubo, Straflo e a bulbo

sono diversi tipi di turbine ad elica. Tra questi, la turbina Kaplan è

il più utilizzato ed è dotato di lame regolabili [26]. Un tipico

La turbina Kaplan è mostrata in Fig. 4.6.

Turbina idraulica a pompa: le turbine idroelettriche a pompa o le turbine a pompa reversibile sono

macchine naturalmente centrifughe e possono essere utilizzate come pompe durante il

processo di carica per trasferire l'acqua nel serbatoio superiore e allo stesso

il tempo può funzionare come turbine durante i picchi di domanda per generare energia [27].

Esistono diverse configurazioni di turbine idrauliche a pompa, tra cui singole o

multistadio, orizzontale o verticale, velocità fissa o variabile, combinata

o azionamento individuale delle palette di guida e con o senza anello cilindrico

porte [28]. La capacità di cambiare rapidamente la modalità di funzionamento rende una pompa

turbina una macchina adeguata per la generazione e lo stoccaggio di energia elettrica. Questo è

di grande importanza per la gestione delle fluttuazioni della rete elettrica. Inoltre,

essendo compatto e avendo più stadi limita l'applicazione della pompa

turbine in acqua dolce con bassi valori di contenuto solido. Pompa tipo Francis

le turbine sono solitamente progettate su misura per soddisfare le esigenze dal lato della domanda-
menti nelle applicazioni di archiviazione.

Turbina della pompa di Archimede (gravità): la pompa a vite è la più antica positiva

pompante [29]. L'utilizzo delle viti di Archimede come pompa ha un lungo

storia ed è stato recentemente proposto per l'uso come turbina. Usando le viti

come una pompa, l'acqua verrà trasferita alla diga superiore ruotando una vite-

superficie sagomata all'interno di un tubo. Questa macchina idroelettrica è stata utilizzata principalmente per

trasferire volumi d'acqua relativamente grandi a bassi battenti [30]. Inoltre, questo dispositivo

soddisfa completamente gli operatori dell'applicazione perché è estremamente affidabile e

Tubo della condotta forzata

Elica Kaplan

Albero

Generatore

Fondazione

Figura 4.6 Una tipica turbina Kaplan [17].

79 Accumulo idroelettrico pompato

durevole [31, 32]. Anche se la turbina a gravità funziona come un overshoot

ruota idraulica, la forma intelligente dell'elica consente una rotazione più rapida risultante

in una maggiore efficienza di conversione di potenza (più dell'80%) [33, 34].

Una panoramica delle diverse turbine impiegate negli impianti PHS: la Tabella 4.1 presenta

una sintesi delle diverse turbine. Macchine adatte a diversi livelli di testa

sono suggeriti per fornire una chiara tabella di marcia per lettori e progettisti di sistemi PHS

per quanto riguarda la scelta delle turbine adeguate. Nota che alcune delle turbine

menzionati in questa tabella non sono discussi nelle sezioni precedenti.

In generale, le prestazioni di un impianto SPF sono una funzione dell'efficienza

cienza delle turbine impiegate (e delle pompe), che è, ovviamente, a

funzione anche della capacità dell'impianto [35]. L'efficienza di alcuni diversi

tipiche turbine idrauliche con una variazione della portata d'acqua sono mostrate in

Figura 4.7 [36]. Quattro turbine idrauliche con una capacità di 3, 5, 7 e 9 MW

sono considerati in questa trama. Come mostrato, in tutti i casi, l'efficienza della turbina colpisce

il suo valore massimo in una determinata portata volumetrica. Maggiore è la capacità

ità delle turbine, maggiore è la portata d'acqua ottimale. Secondo il

figura, le turbine più piccole raggiungono la massima efficienza più velocemente. Per questi tipi-

ici, le portate ottimali sono circa 10, 16, 22 e 30 m

3

/s per il 3,

5, 7 e 9 Turbine MW, rispettivamente [36]. Nel complesso, massima efficienza di

le turbine possono arrivare fino all'85%.

Come le turbine, l'efficienza della pompa è fondamentale per l'efficienza totale

atteso da un sistema PHS. Come discusso, le pompe funzionano a una variabile

velocità funzionano in modo più efficiente rispetto alle pompe a velocità costante [37].

La Fig. 4.8 è un diagramma di efficienza per diverse pompe tipiche a velocità variabile.

Questa cifra fornisce il valore delle efficienze delle pompe rispetto al consumo

Tabella 4.1 Classificazione delle turbine con le rispettive teste di applicazione [30].

Prevalenza (m) Turbina a impulsi Turbina a reazione Turbina a gravità

Basso (< 10 m) Flusso incrociato Elica

Kaplan

Francesco

Alden

Lampadina

Straflo

Ruota idraulica in eccesso

Pitchback ruota idraulica

Ruota idraulica del seno
 Vite di Archimede
 Medio (10 – 50 m) Flusso incrociato
 Turgo
 Pelton multigetto
 Francesco –
 Alto (> 50 m) Turgo
 Pelton multigetto
 Francesco –

80 Tecnologie meccaniche di accumulo di energia
 potenza [36]. Prevedibilmente, l'efficienza massima delle pompe è molto maggiore
 rispetto a quello delle turbine idrauliche. Per le pompe, l'efficienza può raggiungere il 95%.
 Qui, le tipiche pompe a velocità variabile con capacità di 4, 6, 8 e 10 MW sono
 mostrate. In tutti i casi, specialmente quelli con una capacità maggiore di 4 MW,
 0 1 2 3 4 5 6

0

20

40

60

80

100

consumazione (MW)

Efficienza (%)

4 MW4 MW

6 MW6 MW

8 MW8 MW

10 MW10 MW

Figura 4.8 Efficienza delle pompe a velocità variabile rispetto alla potenza consumata.

0 10 20 30 40

0

20

40

60

80

100

Portata (m

3

/S)

Efficienza (%)

3 MW3 MW

5 MW5 MW

7 MW7 MW

9 MW9 MW

Figura 4.7 Efficienza della turbina rispetto alla portata d'acqua [36].

81 Accumulo idroelettrico pompato

le pompe a velocità variabile si comportano come le altre con quasi la stessa efficienza
 cienza. Inoltre, la potenza iniziale della velocità variabile da 4 e 10 MW
 turbine a pompa è rispettivamente 0,08 e 0,2 [36].

D'altra parte, i motogeneratori sono dispositivi speciali che possono funzionare
 come motori e generatori a seconda della modalità di funzionamento. Naturalmente,
 in modalità pompa, un motogeneratore converte l'energia elettrica in
 potere nazionale e viceversa. Nelle strutture PHS, i motogeneratori sono
 impiegati per azionare le turbine delle pompe installate in modalità di carica (motore
 modalità di funzionamento azionando la pompa) e generano elettricità (nel dis-
 modalità di carica azionata dalla turbina). I motogeneratori sono stati
 in uso da molti anni. Tuttavia, la bassa efficienza e gli alti costi lo hanno reso diverso
 fico per loro di competere con le moderne unità di saldatura e quindi queste
 i dispositivi non sono più fabbricati [38]. Motogeneratori sviluppati per
 le applicazioni di archiviazione possono raggiungere una capacità di 360MVA con ingresso rotante
 uno o due sensi disponibili sia a velocità variabile che costante [39].
 Inoltre, questo dispositivo può essere abbinato a tutte le disposizioni dell'unità e con-
 figurazioni [30]. Oltre al costo, fattori quali dimensioni fisiche, dimensioni dell'unità,

velocità, raffreddamento e affidabilità dovrebbero essere considerati quando si seleziona un motogeneratore [40]. Variabile-spipi motore-generatori erano introdotto nel 1977 e hsono stati utilized in numerose storaage facilitàie [41]. TheSe dispositivi cun cambio di rotazionevelocità di una normalmente risolto-motore di velocità. Nel addizione agli accumulatori di energiastrutture, aria condizionatasistemi di ing are anche attrezzato con questi devizi. Rispetto ath costante-sconduenti di pipi, variabile-speed motore-ggli eneratori hanno settevantaggi reali [42], namely, funzionamento efficientezione, ridotto noise generazione a popera d'artezione, e ridotto noiavanti meccanicaelementi cal come belts e cuscinetti. Inoltrezione, variabile-velocità motore-ggli eneratori sono tutticosi utilizzato per copompe di controllo su varpompa a portata variabileping sistemi. questoè un altro vantaggioetà della variabile-velocità del motore-generatori com-pared with velocità fissa pump. Come tale, an aggiustarepompa a velocità ridottap è di più efficienzant di una velocità fissaed pompa e quindi it è più fattibile sluzione [37].

4.2 Stato dell'arte e pratica

La prima struttura PHS ha iniziato ad operare in Svizzera negli anni 1890. è stato progettato sulla base delle singole unità pompa e turbina. Successivamente, l'implementazione dei sistemi PHS è proseguita a un ritmo molto lento o molto ritmo veloce a seconda dei tempi. Ad esempio, dopo la comparsa di an turbina a pompa integrata per sistemi PHS negli anni '50 (pompa separata 82 Tecnologie di accumulo di energia meccanica e i progetti delle turbine erano l'unica soluzione disponibile all'epoca) e il nascita di centrali nucleari che necessitavano di sistemi PHS per coprire il picco della domanda delle reti, il ritmo di implementazione dei siti PHS è cresciuto in modo significativo [43]. Prima di questo, i sistemi PHS non erano presi sul serio. Negli anni '90, quando il prezzo del gas naturale è sceso considerevolmente e ha reso il combustibile convenzionale-centrali elettriche molto più convenienti, l'impiego di sistemi PHS tem rallentato. Un altro motivo per una crescita così lenta è ambientale preoccupazioni legate a questa tecnologia. Ad esempio, per il picco di rasatura di rete elettrica di New York City nel 1963, fu proposto un impianto PHS per essere costruito a Storm King Mountain. Doveva essere il più grande impianto idroelettrico del mondo progetto di accumulo di energia in quel momento, tuttavia, la protezione dell'ambiente gruppi si sono opposti ad essa. Pensavano che il progetto rappresentasse una seria minaccia al fiume Hudson, alla pesca, all'approvvigionamento idrico locale e alla bellezza paesaggistica. Pertanto, il progetto è stato interrotto e infine concluso [6]. Un altro esempio di discordia tra gruppi ambientalisti e sviluppatori di progetti è project la diga di Richard B. Russell. In questo caso, però, nonostante le opposizioni iniziali zione, una buona collaborazione tra le parti interessate e la valutazione dell'ambiente effetti mentali portarono all'eventuale approvazione del progetto. Il Russell centrale idroelettrica è stata completata e ha iniziato a funzionare nel 1986, mentre le autorizzazioni necessarie sono state ottenute nel 2002 per l'esercizio commerciale di quattro impiegate pompe e in questo modo è stato completato l'impianto PHS [6]. **Figura 4.9**

1990 1995 2000 2005 2010 2015

120

125

130

135

140

34

36

38

40

42

44

46

48

Tempo (Year)

Nucleo lear (GW)

NuclorecchioNuclorecchio

PHE S(GW)

PHESPHES

Figura 4.9 Progresso della capacità di PHS e centrali nucleari nell'Unione europea.

83Accumulo idroelettrico pompato

mostra la variazione della capacità delle unità PHS e delle centrali nucleari dal 1990 al 2015 nell'Unione Europea [44].

La maggiore crescita della capacità globale di SPF, soprattutto negli ultimi decenni, è associata alla consapevolezza universale della necessità di aumentare la quota di sistemi di energia rinnovabile. Quindi, un ampio spettro di energie rinnovabili, principalmente centrali eoliche e solari, sottolinea l'importanza degli impianti PHS.

La Fig. 4.10 illustra lo sviluppo della tecnologia PHS rispetto al profilo dell'aumento della capacità degli impianti solari ed eolici [44]. Secondo alla figura, c'è una grande compatibilità con l'aumento dei sistemi PHS con impianti solari ed eolici. Per queste centrali, le fluttuazioni di la fonte di energia può essere compensata dall'unità PHS che immagazzina l'eccedenza l'energia degli impianti nelle ore non di punta e la loro compensazione nelle ore di punta periodi di domanda. Diversi studi riportano che la crescente fornitura di energia elettrica tramite le risorse eoliche hanno motivato lo sviluppo di strutture PHS [45 - 47]. Nelle sezioni che seguono, esaminiamo alcuni degli studi più recenti su Sistemi SPF che hanno portato a significativi passi avanti non solo nello stato dell'arte ma anche lo stato della pratica di questa tecnologia in diversi nazionali sistemi energetici in tutto il mondo. Questa ricerca si concentra principalmente su tre temi: "innovazioni e progressi nei sistemi SPF", "integrazione con centrali elettriche basate su fonti rinnovabili" e "casi di studio di sistemi PHS". Da il numero di lavori su ciascuno di questi argomenti è nell'ordine delle migliaia, esaminiamo solo alcune delle opere più recenti qui.

1990 1995 2000 2005 2010 2015

0

20

40

60

80

100

120

140

34

36

38

40

42

44

46

48

Tempo (Sir)

Solare ed eolica (GW)

SolarSolar

VinceredWind

PHES(GW)

PHESPHES

Fig. 4.10 Progresso delle capacità PHS, solare ed eolica nell'UE28.

84 Tecnologie meccaniche di accumulo di energia

Innovazioneioni e anticipamenti nei sistemi PHSarticoli : ThioscuntegortufworkS

include improve in disegno, componentents, operazione, ae controllo di

Sistema PHSS. Ad esempio, uno di tè la cosa più importanteusa non solo per

Sistema PHSs ma anche per qualsiasi altro eneil sistema rgy è numericoalization to incrisollevare

il flessibileità del sistema (tramite adgriglia-su . avanzataservizio di trasportoces e forn-

archiviazioneee capacità), esspecialmente per il bene di un ointegrità ottimalezione con

rinnovarele centrali elettriche. Questo causeràe fondamentale changes in conven-

metodo razionaleods per il design, development, upgrade, operazionen e principale-

mantenimento di PHSistemi S [48] . un'altrar esame importanteple è l'uso di

variabilee-speed turbommacchinario in sistemi PHStems, che era precedenteferocemente dis-

maledetto. Variable-velocità turbomacchinaery in tecnologia PHSology è giàstai tranquillo

maturato in terms di sviluppo, tuttavia, l'applicazione di questi machines

in real-life sistemi PHS inon è ancora comune. Alcuni dei principali ragioni per

questo lento progress potrebbe essere the molto tempo rnecessario per un applio cambio

a causa del camministrazione complessaprocesso strativodura in questo area, il grandeehm iniziale

costi richiestuired per variable-speed machines (7% - 15% dif il costo totale dif il

pianta [49]), e lack di confidenza concretance per quanto riguarda il cost-effectiveness

del sistema PHSem in molti paesies così come invidiaronmental concerni [50] .

Iliev et al. [51] expiegato come una variable-speed funzional'azione potrebbe essere gestitaged

per Francasono le turbine, come? variaiaable-veed le turbine potrebbero migliorare l'off-

operazione di progettazioneefficienza energeticaenza del sistema PHSms fino al 10% per lager testa var-

iazionie come possono aiutare lo sto theunità di rabbia rapidamente, con precisione e

lisciorispondi alla griglia lfluttuazione oadS. Il vantaggioges di regolazionele-

velocità PHS sygli steli sono valutati by Yang et al. [52] regolaremangiato l'energia eolica

variatiin considerazioneeg qualita fisicaità ed economiaindicatori ic. Vargas-

Serrano et al. [53] ha studiato il bene economicoreddito di occupazione in una variabile-velocità macchina dentro invece di una velocità fissa ad uno per migliorare la flessibilità della pianta e consentire il provimento di addizionali servizi nali in pummodalità p. Il Grimsel 2 energia pianta della rabbia, located in Svizzera, è stato utilizzato come caso di studio. era S rivelare che improvvisag il fissa-speed pianta ad un vari in grado di velocità più formica aumentad il ricavo totale del pianta fino al 58%. Haney et al. [54] stima- accoppiato il requocosto del capitale investito di un persincronizzazione del magnete permanente Hronous generator utilizzato per bassa volume variabile-velocità di fabbricazione PHS turare.

Menendez et al. [9] hanno studiato gli effetti della pressione atmosferica su Francis turbine prestazioni impiegate in un impianto PHS dotato di interrato serbatoio. L'obiettivo principale era quello di mostrare gli effetti della variazione della pressione dell'aria durante la progettazione di sistemi PHS. Differenze tra velocità variabile e velocità fissa sono stati studiati gli impianti di stoccaggio utilizzati in un impegno unitario con vincoli di sicurezza di Salimi et al. [55] secondo il calcolo dei valori aggiunti nel

85 Accumulo idroelettrico pompato mercato elettrico. Lo scopo principale di questa ricerca è stato quello di fornire una sicurezza approccio di coordinamento basato per impianti eolici e sistemi PHS nel problema di impegno unitario. È stato riferito che utilizzando la velocità regolabile l'accumulo di energia rende gli impianti eolici più efficienti. Una nuova soluzione per ottenere l'efficienza di andata e ritorno degli impianti PHS con riserva idrica sotterranea voirs è stato presentato da Menendez et al. [56]. Simulazione CFD e analisi modellizzazione sono stati utilizzati per valutare le prestazioni di una centrale idroelettrica con 214,7 e 124,9 Turbine MW Francis e consumo energetico di 199,7 e 114,8 MW. È stato rivelato che, a differenza degli impianti convenzionali, il viaggio di andata e ritorno l'efficienza di questo tipo di strutture PHS è una funzione delle risorse sotterranee pressione dell'ervoir. A titolo illustrativo, riducendo la pressione del serbatoio a 100 kPa ha portato a una riduzione dell'efficienza di andata e ritorno dal 77,3% a 73,8%. Gli effetti degli scambi di acque sotterranee sulle prestazioni di I sistemi PHS sono stati analizzati da Pujades et al. [57]. Impianti PHS sotterranei hanno un'interazione con il mezzo poroso circostante attraverso le acque sotterranee scambi e questi scambi interessano la pompa e la turbina impiegate efficienze.

Per guidare le linee guida sulle prestazioni ottimali degli impianti PHS, Zhao et al. [58] proposto un nuovo quadro di ottimizzazione. Questo quadro è stato suddiviso in tre fasi correlate: modellazione non lineare, ottimizzazione della strategia e come prendere una decisione. Tian et al. [59] ha effettuato una valutazione del rischio dei sistemi SPF utilizzando vincoli di rischio al ribasso per trovare un'operazione a rischio zero e strategie di offerta egie (per la vendita di energia elettrica e l'acquisto di energia elettrica da/verso la rete) per il sistemi. Ak et al. [60] ha studiato un impianto PHS a cascata dal punto di vista di benefici monetari. Lo scopo principale di questo studio è stato quello di indagare sul funzionamento strategie per impianti PHS a cascata costituiti da energia idroelettrica già esistente strutture. Ad esempio, il guadagno derivante dal multi-serbatoio a cascata facilitato tà situata nel bacino di Coruh in Turchia (totale 1100 MW) è stata stimata essere tra 5 e 19,2 milioni di €. Cheng et al. [61] ha sviluppato un nuovo modello basato sulla programmazione lineare mista intera per trovare la prestazione ottimale di impianti PHS in ogni ora che servono invece diverse reti elettriche disponibili localmente di uno solo. L'obiettivo principale di questo studio è stato quello di ridurre le differenze di picco-valle per le serie di carico residuo. Uno studio comparativo è stato condotto da Conolly et al. [62] per confrontare tre diversi approcci operativi applicati. È stato realizzato un impianto di accumulo da 2 GWh con turbina da 360 MW e pompa da 300 MW 300 considerato di ottenere un profitto ottimale che implica arbitraggi di costo su 13 diversi mercati dell'energia elettrica. È stato dimostrato che il funzionamento dell'impianto di accumulo di energia in condizioni ottimizzate grazie ai costi elettrici reali o esatti del giorno prima all'ottenimento del 97% dell'intero profitto. In caso contrario, la fattibilità dell'impianto diminuirebbe notevolmente.

86 Tecnologie meccaniche di accumulo di energia

Integrazione di impianti eolici e solari : Jurasz et al. [63] ha studiato la connessione di centrali elettriche ibride al sistema di alimentazione costituito da energia solare ed eolica e dotato di un sistema PHS. Si è ipotizzato che il sistema PHS possa bilanciare la variazione di potenza erogata dalla turbina eolica e dal fotovoltaico (FV). Daneshvar et al. [64] ha proposto un modello stocastico a due stadi per la programmazione ottimale di un sistema energetico combinato che includa un'unità PHS dotato di centrale eolica, mentre interazioni competitive sono stati presi in considerazione gli elementi di generazione di energia. Entro il primo fase, maggiore attenzione è stata dedicata alla programmazione del giorno prima del sistema. La seconda fase è stata focalizzata sul dispacciamento del mercato di bilanciamento. Un parametrico è stato inoltre condotto uno studio per indagare gli effetti dei parametri di progettazione sul funzionamento del sistema. I risultati hanno mostrato che diminuendo la rampa di salita/discesa fattori e capacità della linea di trasmissione, e aumentando il minimo up/ restrizioni verso il basso, ha portato a una ridotta flessibilità del sistema e a un aumento dell'energia totale costo. Xu et al. [65] hanno studiato le prestazioni di un impianto PHS combinato con fonti di energia solare-eolica dal punto di vista della stabilità. Un unificato è stato proposto un modello ed è stata quantizzata un'incertezza parametrica contributo di età della pianta. La fattibilità dell'impiego dell'impianto PHS in i sistemi di alimentazione combinati sono stati mostrati in questa ricerca sia sotto costante e scenari di guasto. Applicazione della tecnologia PHS nella trasmissione di potenza da parchi eolici è stato studiato da Su et al. [66]. Inoltre, il concepimento delle strutture PHS ed errori associati alla stima dell'energia eolica sono stati presi in considerazione. Inoltre, per studiare gli effetti dei parametri chiave su le prestazioni complessive del sistema combinato, è stata condotta un'analisi di sensitività riesumato. I risultati hanno mostrato che la trasmissione integrata di energia eolica e PHS

non solo aumenta significativamente il profitto, ma riduce anche l'effetto negativo di fluttuazioni dell'energia eolica in modo efficiente. Wang et al. [67] ha proposto una fattibilità studio dell'approccio al potenziale delle piccole strutture PHS in multi-ibrido applicazioni energetiche (eoliche e fotovoltaiche). Questo studio mirava a minimizzare fluttuazioni di uscita di energia eolica e solare, mentre era vincolata da la produzione di energia elettrica programmata e altre limitazioni comuni. Dujardin et al. [68] ha considerato l'applicazione di SPF per bilanciare l'inter-mitezza tra le diverse rinnovabili, dimostrando che fino al 25% di mento è necessario nello stoccaggio stagionale per un sistema rinnovabile completamente bilanciato in Svizzera. È stato inoltre dimostrato che un contributo FV inferiore a Il 20% è richiesto per le migliori prestazioni del sistema combinato, incluso impianti eolici, fotovoltaici e PHS. Perez-Di

az et al. [69] ha analizzato il contributo degli impianti PHS alla riduzione dei costi di programmazione delle centrali elettriche isolate, con particolare attenzione all'energia eolica integrata. I risultati hanno indicato che questa energia la tecnologia di archiviazione riduce i costi di pianificazione del 2,5% - 11%.

87 Accumulo idroelettrico pompato

Un metodo di programmazione lineare è stato impiegato da Brown et al. [70] a raggiungere la massima derivazione del potenziale eolico di un'isola tramite misurando le dimensioni dei serbatoi e delle pompe. I vantaggi di una combinazione ottimale binazione del Lake Turkana Wind Power Project in Kenya con un PHS pianta sono stati studiati da Murage et al. [71]. Massimizzare le entrate previste in questo studio è stato preso in considerazione anche l'orizzonte di pianificazione. È stato rivelato che poiché l'andamento giornaliero della velocità del vento non corrisponde al carico giornaliero modello, l'utilizzo dell'impianto PHS ha ridotto l'elettricità dell'intero sistema carenza di produzione del 46%. Kapsali et al. [72] ha studiato l'economia fattibilità di integrare l'energia eolica e un impianto PHS per la fornitura di energia elettrica domanda a un'isola nel Mar Egeo con particolare attenzione al piccolo richiesta. Per ottenere la configurazione ottimale possibile, il valore attuale netto del progetto è stato massimizzato. I risultati hanno rivelato che eccellente economico e prestazioni tecniche conseguibili e il contributo delle rinnovabili in il mercato energetico dell'isola è stato raddoppiato. Un impianto PHS a energia eolica è stato introdotto da Katsaprakakis et al. [73] per sistemi di alimentazione insulari isolati di due isole (Karpathos e Kasos) nel Mar Egeo senza alcun collegamento zione alla rete elettrica principale. L'obiettivo principale era aumentare la quota di vento di energia invece del consumo di combustibili fossili nella centrale termica. Risultati dimostrato che il progetto è economicamente fattibile e il periodo di ammortamento per il costo del capitale investito è stato stimato intorno ai 5 - 6 anni. UN indipendente, autonomo È stato modellato il sistema di produzione di energia FV dotato di un impianto PHES e ottimizzato economicamente da Ma et al. utilizzando un algoritmo genetico [74]. Max-ottimizzando l'affidabilità dell'alimentatore e riducendo al minimo i costi del ciclo di vita dovevano essere le funzioni obiettivo. I risultati hanno rivelato che questo metodo di analisi e ottimizzazione sembrava essere efficace e può essere applicato per valutare altri casi simili. Javanbakht et al. [75] ha studiato il tra-sienti prestazioni di un sistema ibrido PV-PHES per osservare le prestazioni del sistema mento durante l'immagazzinamento (carica) e l'erogazione (scarica) di energia. Combinare la struttura PHES con i sistemi fotovoltaici per proporre un a e la centrale elettrica continuamente funzionante è stata studiata teoricamente da Margeta et al. [76]. Manolakis et al. [77] ha studiato l'applicazione di un impianto PHES per soddisfare la domanda energetica (consumo di elettricità associato alla luce-ing, TV e frigoriferi) di 13 case in un villaggio remoto tramite un standalone FV inclusi 300 moduli FV. Il PHES impiegato era composto da due 150 m

3

serbatoi d'acqua e un generatore con capacità 7,5.

Alcuni campioni di ricerca funzionano sul sistema PHSsteli in diversi casi studio: Meio-ikoglu [78] analizzato lo sviluppo globale del sistema PHSEms e Turchia's potenzial secondo Visione 2023 idroelettrica e vento e cosignando obiettivo energetico. Dal momento che Turkey's governo intende prevedere di aumentare la facilità idroelettrica capacità fino a 88 Tecnologie meccaniche di accumulo di energia

36 Sistema GW, PHSEms dovrebbe essere il centro dell'attenzione. Questo non è fine di la storia, e isolare in aumento e capacità di energia eolica legami fino a 3 e 20 GW fa lo sviluppo del sistema PHSEms è un argomento caldo in Turchia. Xu et al. [36] studiato il potenziale di applicazione di una combinazione di energia solare, eolica e PHS installazioni con una situazione reale in Xiaojin, Cina. Il sistema PHStem è stato utilizzato per memorizzare l'eccesso di energia eolica e generare elettricità da un ri locale flusso d'acqua. Vento et al. [79] studiato il possibilità di utilizzare gold miniere situate a South Africa (Far West Rand fiero d'oro) come il reservoir del sistema PHStem. Il fatto che i campi di localmente av tutto in grado d'oro mines erano suffering da frequent power outages in evidenza e il importante di utilizzare la tecnologia di archiviazione in questo settore. Karimio et al. [80] ha proposto un metodo per ottenere la massima PHS fattibilità (l'obiettivo PHS progetto in Iran iniziato negli anni '70) in che la rete elettrica dell'Iran utilizzando dati reali. era una stimando che l'integrazione di questo impianto PHS alla rete principale ha un economia annuale beneficio omico di approssimativamente 94 milioni di dollari. Autorizzazioni di rif. [81] incentrato sull'importanza di ternario PHS piante come effetti effettivi parametro sulla frequenza risposta dell'USA Stati Uniti. Ternary impianti PHS sono inter-esting due alla loro rapida risoluzione durante il peak domanda. per mostrare il fattibilità di impiegare ternario PHS sistemi, il frangimento di quenzansa del Western Intercon la connessione era combinato a e senza questa tecnologia. Lu e Wang [82] valutato il potenziale del Tibet per PHS impiegando un geo-

grafico iosistema informativoarginare e concludereEd che c'èha un enorme potenziale per tale potere stopiante di rabbia. loro mapposto l'apprositi di riato in Tibet ed ha fatto una valutazionamento di essi in base al diprese di posizione dei siti all'elelettricità griglie. Gutierrez e Arantegui [83] compied una valutazione per new PHS sistemi in Europa e concludevo che cie è un pratico stcapacità orariay di su a 29 TWh per solo due exsto prenotandovoirs e consificando tutto il sufficiale e ambienteconcerto entalens. Questa capacità è molto grandier di quello che esisteè dentro operativoaccesso al momento. Kusakana [84] premesso uno study mirava at trovare l'ottimoal funzionamento straTegia del sistema PHSems (se in costruzionelt) nell'elettricità mercato del sudh Africa. Questo funzionak ha sviluppato una matematicamodello atico che descrivereè l'operazione ottimaleprogramma di erificazioneeling per un arbitrary PHS sistem a massimizzae l'essere economiconefit di un tal enestoccaggio rgy unit in questo caso studiare mareket. Ko et al. [85] presè entrato in un economico analisi di PHS sygambi per incrementoasing la quota di renergia rinnovabilegy in Corea del Sud. concludonod quel sistema PHSle cose sono perfetteperfettamente fattibile in questo casosistema rgy e potrebbe signif- facilmente conomaggio al bersaglioenergia rinnovabilegy espansione della Korean governoent fornendo disspotere atchable per the piano rinnovablets del paese ed loro picco-shavservizi. Rehuomo et al. [43] presenta un tavolo mostrando til limite di PHS totalecapacità di differireent paesi di il mondo.

89 Accumulo idroelettrico pompato

Una metodologia per ottenere l'impianto PHES di dimensioni adeguate per sfruttare inoltre l'energia eolica locale è stata applicata per il parco eolico di Lesbo in Grecia da Kaldelli et al. [86]. Hanno valutato il funzionamento del sistema per un anno con dati riferibili orari e perdite energetiche calcolate. Applicazione di PHES impianti per raccogliere l'energia rifiutata dai parchi eolici è stata studiata da Kapsali et al. [87] che ha anche effettuato un'analisi di sensibilità considerando l'eco-indici nominali. Lo schema ottimale di stoccaggio pompato è stato esaminato per integrare un impianto PHES di grandi dimensioni esistente con una nuova stazione di pompaggio unità. Le prestazioni di un impianto PHES sono state valutate in un tradizionale impianto idro-centrale elettrica di Anagnostopoulos et al. [88]. Il sistema è stato esaminato ined per 1 anno per ottenere il cambio dell'acqua in ingresso. Inoltre, un'economia l'analisi è stata effettuata sulla base delle condizioni finanziarie della Grecia. Karimi Varkan et al. [89] ha proposto un nuovo approccio di auto-programmazione basato su metodi di programmazione casta per la procedura combinata di vento e Impianti PHES nei mercati energetici. L'incertezza della generazione di energia eolica è stato anche modellato tramite una procedura basata su rete neurale.

4.3 Modello matematico

Un tipico sistema PHS è costituito da serbatoi inferiori e superiori, a pompa a velocità variabile, turbina idraulica, generatore e tubazioni. In questo sezione, presentiamo la modellazione matematica di diversi componenti e unità di un tipico sistema PHS. Il modello matematico per le diverse parti del sistema PHS è presentato in modo che tutti i parametri necessari needed può essere facilmente dedotto dai manuali tecnici. Pertanto, senza qualsiasi notevole difficoltà, i lettori possono utilizzare il modello presentato per analizzare le prestazioni di un sistema PHS.

4.3.1 Conduitture

Di seguito vengono presentate le equazioni di governo associate alle conduitture. Con le equazioni di tinuità e quantità di moto sono le equazioni fondamentali per uno-simulazione dimensionale di condotte e può essere formulata generalmente come [90]:

$$\begin{aligned} &V \frac{\partial H}{\partial x} + \frac{\partial H}{\partial t} + \frac{1}{2} \frac{\partial V^2}{\partial x} \\ &= \frac{g}{\alpha} \frac{\partial V}{\partial x} + \frac{g}{\alpha} \frac{\partial V}{\partial t} + \frac{g}{\alpha} \frac{\partial V}{\partial x} + \frac{g}{\alpha} \frac{\partial V}{\partial t} \\ &= \frac{g}{\alpha} \frac{\partial V}{\partial x} + \frac{g}{\alpha} \frac{\partial V}{\partial t} + \frac{g}{\alpha} \frac{\partial V}{\partial x} + \frac{g}{\alpha} \frac{\partial V}{\partial t} \end{aligned} \quad (4.1)$$

$$\begin{aligned} &g \frac{\partial H}{\partial x} + \frac{g}{\alpha} \frac{\partial V}{\partial x} + \frac{g}{\alpha} \frac{\partial V}{\partial t} \\ &= \frac{g}{\alpha} \frac{\partial V}{\partial x} + \frac{g}{\alpha} \frac{\partial V}{\partial t} + \frac{g}{\alpha} \frac{\partial V}{\partial x} + \frac{g}{\alpha} \frac{\partial V}{\partial t} \end{aligned}$$

$$2 D \frac{\partial V}{\partial x} = 0 \quad (4.2)$$

90 Tecnologie di accumulo di energia meccanica

In queste equazioni, V , H , α , A , θ , f e D si riferiscono alla velocità media del flusso di sezione della condotta, battente piezometrico in condotta, velocità di pres-onda sicura, area della sezione trasversale della conduittura, l'angolo tra l'asse di conduittura e piano orizzontale, coefficiente di resistenza di attrito Darcy-Weisbach-rispettivamente, e il diametro interno del tubo.

4.3.2 Riserva d'acqua

Si suppone che i flussi d'acqua naturali riempiano il serbatoio superiore e nel modalità di ricarica, l'elettricità in eccesso prodotta dalle rinnovabili locali sarà essere utilizzato dalle pompe del sistema per trasferire l'acqua dal serbatoio inferiore al serbatoio superiore [36]. Per semplificazione, si assume qui che il serbatoio superiore ha una forma cubica. Pertanto, la capacità della centrale idroelettrica può essere scritto come [63]:

$$V = M \frac{1}{4} ABH \quad (4.3)$$

In cui a , b , e h sono la lunghezza, la larghezza e l'altezza del serbatoio, rispettivamente. Il volume dell'acqua immagazzinata nel serbatoio superiore (V) può essere espresso come:

$$V = V_0 + Q \Delta t + Q T = P \quad (4.4)$$

In questa equazione, V_0 è la quantità di acqua disponibile nella reservoir da

l'ora precedente e Q

n_f

è l'acqua fornita tramite flusso naturale. Q

T/P

è

positivo quando la pompa è in funzione (durante il processo di carica)

ed è negativo quando la turbina è in funzione (durante la scarica

processi).

L'evaporazione è una delle fonti di perdita per la quantità di acqua nel

ervoir supponendo che non ci siano infiltrazioni. Il volume di acqua evaporata può essere stimato tramite la seguente equazione [91]:

$V_{eva} = \frac{1}{4} ET_0$

$3 : 6 \cdot 10^6 A \Delta t \quad (4.5)$

Dove ET

0

è il livello di evapotraspirazione di riferimento (mm/h), A è la

zona di ervoir (m

2

), $E \Delta t$ è l'intervallo di tempo (s). L'evapotransfer di riferimento

livello di pirateria può essere espresso come:

$ET_0 = \frac{1}{4}$

$0 : 408 \Delta R n G_{dth} + \Lambda 37$

$T h + 273$ uaria e 0 e a

dth

$\Delta + \lambda 1 + 0 : 34$ u aria

$DTH \quad (4.6)$

In questa equazione, Δ riferisce alla curva di pressione del vapore saturo alla pendenza T

h

(kPa/ ° C), R

n

è la radiazione netta (MJ/m

2

-h), G è la densità del flusso di calore del suolo

91 Accumulo idroelettrico pompato

(MJ/m

2

-h), λ denota la costante psicometrica (kPa/ ° C), u

aria

è la velocità dell'aria

2 m sopra la superficie del serbatoio (m/s), e

o

è la pressione del vapore di saturazione a

temperatura ambiente (kPa), e

un

è la pressione di vapore effettiva media oraria

sicuro (kPa), e T

h

è la temperatura ambiente media oraria.

La precipitazione è il prossimo parametro chiave che influenza il volume del serbatoio acqua. Poiché i serbatoi superiori sono depositi aperti, qualsiasi precipitazione si aggiungerà

acqua a questi serbatoi. Ad esempio, nelle foreste pluviali umide la media

si dice che le precipitazioni siano comprese tra 1,5 e 4 m all'anno [91]. Allora, sembra

ignorare l'acqua aggiunta tramite precipitazione aumenta l'errore nel calcolo

zione significativa del volume dell'acqua immagazzinata nel serbatoio. Sul

d'altra parte, la modellazione energetica e la gestione degli impianti PHS notevolmente

dipende dal volume dell'acqua immagazzinata. Quindi, più attenzione

dovrebbe essere pagato per ottenere il valore esatto dell'acqua disponibile nel serbatoio.

La quantità di acqua aggiunta a causa delle precipitazioni può essere calcolata da:

$V_{pre} = \frac{1}{4} I$

$3 : 6 \cdot 10^6 A \Delta t \quad (4.7)$

Dove I è il tasso di precipitazione in mm/h. Come tale, l'eq. (4.2) può essere

aggiornato alla seguente equazione generale in cui sono prese in considerazione le perdite

account:

$V = \frac{1}{4} V_0 + Q n_f + Q T = P V_{eva} + V_{pre} \quad (4.8)$

4.3.3 Turbina e pompa idraulica

Per progettare un sistema PHS, la turbina impiegata e la pompa a velocità variabile possono

essere considerati come i componenti principali. Molta attenzione dovrebbe essere prestata a

ottenere il corretto dimensionamento di questi componenti. Componenti sottodimensionati piombo

per caricare le perdite e causare un sacco di spreco di energia. D'altra parte, oltre-

componenti dimensionati aumentano il costo dell'investimento iniziale e riducono l'efficienza.

Di seguito sono descritti i modelli della pompa a velocità variabile e della turbina.

Il volume di acqua pompata nel serbatoio superiore può essere espresso

come [63]:

$E P = \frac{1}{4} \min V M V_0$

3600, $Q P$

ρg

ηP

V_0

$ab + h_0$

(4.9)

$$Q_{\text{Pompa}} = \frac{1}{\eta} \frac{P}{\rho g V_0} \\ ab + h_0 \\ (4.10)$$

92 Tecnologie meccaniche di accumulo di energia
dove E

p
calcola la potenza consumata dalla pompa (principalmente surplus
energia dalle rinnovabili disponibili localmente) ad ogni ora (kWh) per pressurizzare
e fornire l'acqua Q
pompa
al serbatoio superiore. η
P
è l'efficienza complessiva
della pompa a velocità variabile (vedi Fig. 4.5). ρ , g e h_0 sono la densità dell'acqua,
rispettivamente l'accelerazione gravitazionale e l'altezza di base dell'energia idroelettrica. Q

$$P \\ è \\ il \text{ volume della portata della pompa.} \\ La \text{ quantità di acqua scaricata torna al serbatoio inferiore durante} \\ il \text{ processo di scarico può essere scritto come:} \\ E T = \frac{1}{\eta} \min V_0 \\ 3600, Q T \\ \eta T \rho g V_0 \\ ab + h_0 \\ (4.11)$$

$$Q_{\text{dis}} = \frac{1}{\eta} E T \\ \eta T \rho g V_0 \\ ab + h_0 \\ (4.12)$$

Ecco, E
T

(kWh) è la produzione di energia della turbina impiegata in ogni ora,
mentre il volume di acqua rilasciata è Q

dis
. Q
T
è la turbina ad acqua attraverso-
put e η
T

è l'efficienza della turbina. Maggiori dettagli sulla matematica
modello delle turbine può essere trovato in rif. [92].

4.3.4 Generatore

L'equazione di oscillazione del primo ordine è sviluppata per il generatore e tre dif-
a tal fine si considerano diverse condizioni operative [92]. Il più generale
è adottato per il funzionamento isolato a macchina singola e può essere formulato
tardi come:

$$J \pi \\ 30 \\ \frac{dn}{dt} = \frac{1}{M} t M g 30 e g p r \\ n^2 \\ r \pi \\ \Delta n \quad (4.13) \\ Per \text{ il caso di funzionamento a velocità di rotazione costante, vale la seguente} \\ zione \text{ dovrebbe essere formulata:} \\ n = \frac{1}{M} n c f g \frac{1}{M} f c \\ (4.14)$$

M
g
ed e
g
valori pari a zero determinano il funzionamento off-grid e la parità di governo
zione può essere espressa come:

$$J \pi \\ 30 \\ \frac{dn}{dt} = \frac{1}{M} t M \quad (4.15)$$

93 Accumulo idroelettrico pompato
Nelle equazioni precedenti J, n, M

t
, M
g
, e
g

, p
r
, n
r
, n
c
, f
g
, e f
c

sono i valori di
inerzia, velocità di rotazione, momento meccanico della turbina, resistenza del generatore
momento, coefficiente di smorzamento del carico, potenza nominale, rotazionale nominale
velocità, data velocità di rotazione, frequenza del generatore e data frequenza,
rispettivamente.

4.4 Modello prospettico

La tecnologia PHS è matura, offre la massima efficienza di andata e ritorno
tra tutti i sistemi MES, è molto veloce nel rispondere alle variazioni di carico e nel funzionamento
alterazione della modalità di azionamento e non è limitato dalla capacità MW. Inoltre, il pro-
il costo di produzione dei sistemi PHS è piuttosto basso a causa della natura di come un PHS
l'unità funziona. Tuttavia, il costo del capitale dei sistemi PHS è significativamente elevato.
Sfortunatamente, non esiste una soluzione promettente per ridurre il costo di cost
Sistemi PHS perché, come detto in precedenza, questa tecnologia è abbastanza
maturo ed è in fase di sviluppo applicato da decenni. questo lungo
con le preoccupazioni ambientali associate ai sistemi PHS, l'equità
tempi lunghi necessari per la costruzione di un impianto PHS e sfide tecniche
come i sedimenti sono gli svantaggi di questa tecnologia.

Considerando tutti i suoi punti positivi e negativi, la tecnologia PHS sarà
continuano ad essere una componente chiave dei sistemi energetici di tutto il mondo. Questo
è particolarmente importante ora, dopo la forte crescita dei sistemi di energia rinnovabile
tems in tutto il mondo e la road map pianificata verso l'energia rinnovabile puranervosismo
sistemi. Tuttavia, il fatto innegabile è che c'è ancora un divario tra il
punto che le attività di ricerca e sviluppo hanno preso questa tecnologia
a e ciò di cui il mercato ha bisogno in una situazione ottimale. Ecco perché studi
su questo concetto e gli sforzi per affrontare le sue restanti sfide continuano
ing. Impianti PHS con serbatoi sotterranei, sistemi PHS sottomarini e
così via sono tutti esempi di recenti innovazioni in questo settore. Il più critico
potrebbero essere evidenziate le esigenze in questo settore per studi e sviluppi futuri
come segue:

- Sono necessari progressi nella progettazione della turbina e della pompa per ulteriori
migliorare l'economicità e l'efficienza di andata e ritorno del sistema.
- Sembra che sia necessaria la digitalizzazione delle attuali tecnologie di stoccaggio dell'energia
per i diversi aspetti dello sviluppo. Si prevede che lo sviluppo e
i progressi nell'automazione e nella tecnologia dell'informazione plasmeranno il futuro
degli impianti PHS.
- L'impatto ambientale è una delle principali preoccupazioni e limitazioni di
lo sviluppo di impianti PHS principalmente a causa del ritrovamento o della creazione
94 Tecnologie di accumulo di energia meccanica
serbatoi d'acqua con dislivello. Sviluppi tecnici in
le scienze ambientali influenzeranno direttamente le metodologie da
quali sono gli impatti ecologici degli impianti PHS esistenti e nuovi
valutato.
- Ottimizzazione non solo dei processi del sistema ma anche del trading
e strategie operative degli impianti PHS nei mercati elettrici quando inter-
grattugiato con impianti di energia rinnovabile (come turbine eoliche e solari
centrali elettriche) potrebbe essere efficace nell'ottenere una migliore performance economica
mento da tali sistemi di accumulo di energia.

tecnologie emergenti nel settore idroelettrico Punti salienti

•Vengono esaminate le recenti attività di ricerca e sviluppo nel
campo della tecnologia idroelettrica.

•Vengono presentati nuovi concetti di stoccaggio dell'energia
idroelettrica.

•Viene analizzata la prospettiva della digitalizzazione delle centrali idroelettriche esistenti e nuove.

•Vengono delineate soluzioni per l'energia idroelettrica su piccola scala e a basso impatto ambientale. Il documento esamina le recenti attività di ricerca e sviluppo nel campo della tecnologia idroelettrica. Copre le tecnologie emergenti e avanzate per mitigare le instabilità del flusso (approccio attivo e passivo) e le tecniche di controllo magnetoreologico emergenti. Vengono inoltre presentati i recenti risultati della ricerca sulle instabilità del flusso, in particolare per quanto riguarda l'interazione fluido-struttura e le condizioni operative transitorie. Poiché molti dei grandi impianti idroelettrici esistenti sono stati costruiti decenni fa utilizzando tecnologie ormai considerate obsolete, vengono analizzate anche le tecnologie per realizzare la digitalizzazione dell'energia idroelettrica. Vengono presentati i progressi nei componenti elettromeccanici e nella progettazione dei generatori; viene inoltre evidenziato il loro potenziale ruolo per adattare l'energia idroelettrica alle attuali condizioni operative. Il testo esplora gli attuali sforzi per far progredire il funzionamento dell'energia idroelettrica, principalmente in termini di progetti europei. Fornisce una panoramica dettagliata dei recenti sforzi per aumentare la gamma operativa delle turbine idrauliche al fine di raggiungere livelli eccezionali di flessibilità, argomento di diversi recenti progetti di ricerca. Viene presentata in dettaglio la generazione di energia idroelettrica a velocità variabile e la sua applicazione nelle centrali elettriche ad accumulazione di pompaggio. Inoltre, vengono presentati anche concetti rivoluzionari per lo stoccaggio dell'energia idroelettrica con l'analisi incentrata sullo stoccaggio idrico sottomarino e sull'ibridazione dell'energia idroelettrica con sistemi di stoccaggio rapido dell'energia. Gli sforzi per ridurre al minimo l'impatto

ambientale dell'energia idroelettrica sono presentati anche attraverso l'utilizzo di installazioni su piccola scala e rispettose dei pesci. Fornisce una panoramica dettagliata dei recenti sforzi per aumentare la gamma operativa delle turbine idrauliche al fine di raggiungere livelli eccezionali di flessibilità, argomento di diversi recenti progetti di ricerca. Viene presentata in dettaglio la generazione di energia idroelettrica a velocità variabile e la sua applicazione nelle centrali elettriche ad accumulazione di pompaggio. Inoltre, vengono presentati anche concetti rivoluzionari per lo stoccaggio dell'energia idroelettrica con l'analisi incentrata sullo stoccaggio idrico sottomarino e sull'ibridazione dell'energia idroelettrica con sistemi di stoccaggio rapido dell'energia. Gli sforzi per ridurre al minimo l'impatto ambientale dell'energia idroelettrica sono presentati anche attraverso l'utilizzo di installazioni su piccola scala e rispettose dei pesci. Fornisce una panoramica dettagliata dei recenti sforzi per aumentare la gamma operativa delle turbine idrauliche al fine di raggiungere livelli eccezionali di flessibilità, argomento di diversi recenti progetti di ricerca. Viene presentata in dettaglio la generazione di energia idroelettrica a velocità variabile e la sua applicazione nelle centrali elettriche ad accumulazione di pompaggio. Inoltre, vengono presentati anche concetti rivoluzionari per lo stoccaggio dell'energia idroelettrica con l'analisi incentrata sullo stoccaggio idrico sottomarino e sull'ibridazione dell'energia idroelettrica con sistemi di stoccaggio rapido dell'energia. Vengono presentati anche gli sforzi per ridurre al minimo l'impatto ambientale dell'energia idroelettrica attraverso l'utilizzo di impianti su piccola scala e rispettosi dei pesci. argomento di numerosi recenti progetti di ricerca. Viene presentata in dettaglio la generazione di energia idroelettrica a velocità variabile e la sua applicazione nelle centrali elettriche ad accumulazione di pompaggio. Inoltre, vengono presentati anche

concetti rivoluzionari per lo stoccaggio dell'energia idroelettrica con l'analisi incentrata sullo stoccaggio idrico sottomarino e sull'ibridazione dell'energia idroelettrica con sistemi di stoccaggio rapido dell'energia. Gli sforzi per ridurre al minimo l'impatto ambientale dell'energia idroelettrica sono presentati anche attraverso l'utilizzo di installazioni su piccola scala e rispettose dei pesci. argomento di numerosi recenti progetti di ricerca. Viene presentata in dettaglio la generazione di energia idroelettrica a velocità variabile e la sua applicazione nelle centrali elettriche ad accumulazione di pompaggio. Inoltre, vengono presentati anche concetti rivoluzionari per lo stoccaggio dell'energia idroelettrica con l'analisi incentrata sullo stoccaggio idrico sottomarino e sull'ibridazione dell'energia idroelettrica con sistemi di stoccaggio rapido dell'energia. Gli sforzi per ridurre al minimo l'impatto ambientale dell'energia idroelettrica sono presentati anche attraverso l'utilizzo di installazioni su piccola scala e rispettose dei pesci.

Digitalizzazione dell'energia idroelettrica
Sviluppo tecnologico
Turbine idrauliche
Accumulo idroelettrico pompato
Pump
Idroelettrico su piccola scala
Macchine idrauliche

1 . introduzione

Il presente articolo analizza le recenti innovazioni relative allo sviluppo della tecnologia idroelettrica. L'energia idroelettrica ha fornito elettricità e servizi di stoccaggio ai sistemi di alimentazione centrale per oltre un secolo e energia meccanica per lo sviluppo della civiltà sin dai tempi antichi (ruote idrauliche). Rispetto ad altre fonti di energia pulita (es. eolica e solare) ha raggiunto alti livelli di maturità tecnologica. Di conseguenza, esistono meno possibilità per identificare e implementare concetti di design radicali che rivoluzionano il modo in cui opera l'idroelettrico. Tuttavia, esiste ancora un potenziale significativo per nuovi

approcci nella pianificazione, progettazione e funzionamento di una centrale idroelettrica.

Questo potenziale deriva in parte dal ruolo in evoluzione dell'energia idroelettrica nei sistemi elettrici di trasformazione. Essendo un'importante fonte di flessibilità della rete e la principale tecnologia di stoccaggio alla rinfusa, l'energia idroelettrica deve adattarsi alle opportunità e alle sfide dettate dalle mutevoli condizioni. Qualsiasi innovazione mira ad aumentare l'efficienza dell'energia idroelettrica, la flessibilità di funzionamento, la durata e ridurre i costi di installazione, funzionamento e manutenzione (O&M). Il progresso tecnologico e le scoperte consentiranno all'energia idroelettrica di rispondere alla variabilità dei sistemi di alimentazione elettrica (EPS), dei mercati e del clima. In particolare, la quota crescente di produzione variabile di energia rinnovabile crea ulteriori sfide per gli impianti idroelettrici. Allo stesso tempo, il nuovo sviluppo di energia idroelettrica,

Nell'Unione Europea (UE), un'ampia quota del potenziale idroelettrico disponibile è già stata utilizzata e molte stazioni sono state sviluppate prima degli anni '70 [1]. L'ammodernamento e il rinnovamento di tali stazioni è, quindi, di particolare interesse nel contesto dell'UE. La vecchia flotta idroelettrica richiederà lavori di ristrutturazione per estenderne la durata, affrontare i problemi di proprietà e funzionamento e aumentare il livello di sicurezza. Tali interventi devono concentrarsi principalmente sulle apparecchiature elettromeccaniche (es. palette di guida, turbina, generatore) e sui relativi sistemi di controllo.

Lo sviluppo della tecnologia idroelettrica comporta *trans* trasferimento di conoscenze -tecnologia in quanto ha beneficiato

di nuovi concetti e gli ultimi progressi in altri settori. Gli impianti idroelettrici sono sistemi complessi che incorporano un ampio spettro di tecnologie diverse nei loro componenti. Le stazioni idroelettriche, quindi, funzionano come un sistema di componenti. Di conseguenza, le caratteristiche e le capacità operative di ciascun sistema dipendono dalle caratteristiche tecnologiche dei suoi elementi. È importante sottolineare che ogni centrale idroelettrica è un sistema unico progettato specificamente per adattarsi al sito specifico. E questa è una differenza importante tra centrali idroelettriche e centrali termiche convenzionali o fonte di energia rinnovabile modulare (FER) (ad esempio eolica, solare fotovoltaica (PV)).

L'articolo descrive le recenti attività e tendenze di ricerca e sviluppo (R&S) che hanno portato innovazione nell'energia idroelettrica e/o migliorato le sue caratteristiche operative. Analizza anche i componenti e il loro attuale livello di prontezza tecnologica (TRL); valori TRL relativamente bassi indicano un potenziale disponibile per le attività di R&S. Nel 2017, la Commissione Europea (CE) ha pubblicato i “Principi guida” [[2](#)] per definire il TRL idroelettrico. In generale, il TRL a livello di sistema idroelettrico è molto elevato, ad eccezione dei nuovi concetti che questo articolo intende evidenziare.

Questa ricerca non segue la procedura tipica per preparare un articolo di tipo recensione, ovvero un'ampia ricerca bibliografica. Nel dicembre 2017, gli autori si sono incontrati in un workshop organizzato dal Centro comune di ricerca dell'UE. Lì, hanno discusso delle tecnologie emergenti relative all'energia idroelettrica, analizzato la loro maturità TRL e considerato le sfide tecniche esistenti e le lacune di conoscenza rilevanti per il loro ulteriore sviluppo. In molti casi, le tecnologie valutate erano legate

alle attività istituzionali di R&S degli autori. L'articolo non è affatto una raccolta esaustiva di attività di ricerca relative all'energia idroelettrica. Si tratta, per quanto a conoscenza degli autori, di un abbozzo di importanti campi che possono plasmare il ruolo futuro dell'energia idroelettrica.

Le tecnologie e i concetti analizzati possono essere distinti in sei gruppi, ciascuno analizzato in una sezione separata.

- 1. Tecniche a supporto del funzionamento ad ampio raggio delle turbine idrauliche;**
- 2. Instabilità nelle turbine Francis delle stazioni di stoccaggio dell'energia idroelettrica di pompaggio;**
- 3. La digitalizzazione del funzionamento dell'energia idroelettrica;**
- 4. Idrogeneratori con rotori controllati in corrente;**
- 5. Generazione di energia idroelettrica a velocità variabile**
- 6. Concetti innovativi nello stoccaggio di energia idroelettrica;**
- 7. Nuove tecnologie nell'energia idroelettrica su piccola scala;**
- 8. Tecnologie idroelettriche a misura di pesce;**

2 . Tecnologie di controllo emergenti per mitigare le instabilità del flusso

La produzione variabile di energia elettrica da fonti rinnovabili (eolica e solare) richiede che le turbine idrauliche operino ad ampio raggio e condizioni variabili [3]. Pertanto, le moderne turbine idrauliche soddisfano le nuove sfide associate alla domanda variabile sul mercato dell'energia e alle limitate capacità di accumulo di energia, con conseguente grande flessibilità richiesta durante il funzionamento su una vasta gamma di regimi lontani dal punto di migliore efficienza delle turbine (BEP) [4 , 5]. Quando le turbine idrauliche funzionano in condizioni fuori progetto, si verifica un vortice residuo di livello moderato o elevato nel tubo di traino a causa di un disallineamento tra il vortice generato dalle porte wicket (palette di guida) e il momento angolare estratto dalla girante della turbina [6]. A tali regimi operativi fuori progetto, le turbine idrauliche con un rotore a passo fisso (ad es. Francis e turbine ad elica), subiscono una brusca diminuzione dell'efficienza [7 , 8] e forti fluttuazioni di pressione [[9] , [10] , [11] , [12] , [13] , [14]]. Di conseguenza, si verificano fenomeni di instabilità nelle turbine idrauliche azionate lontano dal BEP. Questi fenomeni interrompono il regolare funzionamento delle turbine attraverso forti oscillazioni di pressione [15] che portano a vibrazioni [16 , 17], danneggiamento dei componenti meccanici [[18] , [19], [20]], guasto della pala di scorrimento [21 , 22] e oscillazione di potenza [[23] , [24] , [25]]. Pertanto, il tema di ricerca sintetizzato in questa sezione è associato alle tecniche di controllo del flusso per mitigare i dissesti autoindotti e il loro potenziale utilizzo in nuovi progetti, nonché in progetti di ristrutturazione/ripristino di unità idroelettriche obsolete.

L'approccio standard per simulare le prestazioni di un prototipo di macchina idraulica include esperimenti su turbine modello per valutare l'efficienza della turbina per l'intera gamma di portata e

prevalenza ammissibili. Il grafico "hill chart" dell'efficienza di solito mostra l'efficienza massima al cosiddetto BEP. Il tubo di pescaggio, il componente della macchina dove viene decelerato il flusso in uscita dalla girante, converte l'energia cinetica in eccesso in pressione statica. Mostra un brusco aumento delle perdite idrauliche quando il regime operativo si discosta dal BEP. In pratica, la forma del grafico della collina è dettata dalle perdite nel tubo di pescaggio per le moderne turbine idrauliche a media/bassa prevalenza [6].

I fenomeni di instabilità associati all'interazione rotore-statore (RSI) sono significativi per le turbine idrauliche a reazione ad alta prevalenza [26 , 27] e le turbine a pompa [28] a causa della stretta distanza tra il bordo anteriore delle pale del corridore e il bordo posteriore delle palette di guida.

Il funzionamento della turbina idraulica su un'ampia gamma è ostacolato da instabilità autoindotte durante i diversi regimi operativi fuori progetto e condizioni transitorie (ad es. avviamento, arresto di emergenza, scarti di carico e fuorigiri) [[29] , [30] , [31] , [32] , [33] , [34] , [35]]. Pertanto, sia l'integrità strutturale che la durata della turbina idraulica sono diminuite a causa dei danni da fatica [[36] , [37] , [38] , [39]]. Di conseguenza, sono state testate e sviluppate diverse tecniche per mitigare gli effetti. Si distinguono in attivi o passivi a seconda dell'energia iniettata nel flusso principale [40].

Una tecnica di controllo di successo che supporta il funzionamento flessibile delle centrali idroelettriche in un'ampia gamma ha le seguenti caratteristiche: (i) la tecnica di controllo ha affrontato la causa principale dell'instabilità autoindotta piuttosto che i suoi effetti; (ii) il metodo ha un (nessun) effetto minimo sull'efficienza;

(iii) la tecnica di controllo può essere disattivata nei punti operativi in cui non è necessaria.

2.1 . Tecniche di controllo passivo

I primi tentativi di analizzare le tecniche di controllo passivo che affrontano le instabilità idrauliche nei tubi di pescaggio delle turbine sono stati forniti da Thicke [41] e successivamente in Rif. [13]. Le tecniche di controllo passivo non richiedono alimentazione ausiliaria e loop di controllo mentre quelle attive richiedono energia. Negli ultimi anni sono state sviluppate e/o testate numerose tecniche di controllo passivo. Questi metodi passivi sono elencati nella **Tabella 1** insieme ai loro vantaggi/inconvenienti e al livello di prontezza tecnologica (TRL) definito da De Rose et al. [2] alette stabilizzatrici [42], scanalature a J [43 , 44], prolunghe del cono di scorrimento compreso il concetto di rotazione libera (FRUCE) [[45], [46] , [47] , [48] , [49] , [50]], statore installato immediatamente a valle della girante [51], diaframma regolabile installato nel cono del tubo di traino diaframma regolabile [52 , 53]. Sebbene le tecniche di controllo passivo portino a miglioramenti significativi nel funzionamento delle turbine a regimi molto lontani dal progetto, i loro componenti non possono essere rimossi quando la loro presenza non è più richiesta. Ciò porta a perdite idrauliche non necessarie e fluttuazioni di pressione impreviste a diversi regimi operativi. Un approccio alternativo è il getto di controllo assiale fornito raccogliendo una frazione dello scarico a valle del canale all'uscita del cono di scarico installando una piccola cassa di raccolta a spirale collegata tramite tubi di ritorno all'albero tubolare della turbina e all'ugello del getto [54]. L'eccesso di pressione alla parete del cono di scarico, dovuto principalmente al vortice, rispetto al deficit di pressione all'estremità della corona

del girante, aziona il getto di controllo [55]. Questo metodo è autoregolato, poiché la differenza di pressione che aziona il getto di controllo diminuisce vicino al miglior regime di efficienza, riducendo o annullando lo scarico del getto quando non è più necessario. Questo metodo passivo è chiamato feedback di flusso (FFM) [53 , 54] non si verificano perdite volumetriche aggiuntive e non è richiesta energia aggiuntiva per azionare il getto di controllo.

Tabella 1 . Metodi di controllo passivo.

Metodo di controllo passivo	Vantaggi	Svantaggi	TR L
alette stabilizzatrici [42]	diminuendo il picco del tubo di tiraggio	perdite idrauliche locali, efficaci a regimi limitati	#9
Scanalature a J [43 , 44]	diminuendo il picco del tubo di tiraggio	perdite idrauliche locali aggiuntive, efficaci a regimi limitati	#4
estensioni del cono di scorrimento compreso il concetto di rotazione libera (FRUCE) [[45] , [46] , [47] , [48] , [49] , [50]]	diminuendo il picco del tubo di tiraggio	forze laterali, diminuzione del recupero di energia cinetica all'interno del cono, efficace a regimi limitati	#6

statore installato immediatamente a valle della girante [51]	diminuendo i picchi del tubo di tiraggio	perdite idrauliche aggiuntive, efficaci a regimi limitati	#2
diaframma regolabile [52 , 53]	diminuendo le sovratensioni del tubo di tiraggio su regimi ad ampio raggio	perdite idrauliche aggiuntive	#3
iniezione d'acqua con metodo a retroazione di flusso (FFM) [52] , [53] , [54] , [55]]	diminuendo il picco del tubo di tiraggio su regimi ad ampio raggio, nessuna perdita volumetrica aggiuntiva, autoregolante,	non ancora identificato	#3

2.2 . Tecniche di controllo attivo

I metodi di controllo del flusso attivo utilizzano generalmente l'iniezione di aria o acqua, utilizzando una fonte di energia esterna. Le principali tecniche di controllo attivo sono elencate nella **Tabella 2** : iniezione/ammissione d'aria [56] , [57] , [58] , [59]], iniezione d'acqua tangenziale alla parete del cono [60 , 61] , iniezione d'acqua assiale con alta/bassa velocità e scarica bassa/alta [62] , [63] , [64] , [65] , [66] , [67]], iniezione d'acqua con metodo di retroazione del flusso ed energia aggiuntiva (FFM+) [54 , 68] , iniezione assiale d'acqua con componente tangenziale co-corrente e controcorrente [69] , getto d'acqua modulato inverso [70] , [71] , [72]] e iniezione bifase aria-acqua lungo l'asse [73 , 74] . L'iniezione d'acqua sul bordo d'uscita delle porte wicket è sviluppata per mitigare i fenomeni di instabilità indotti dall'interazione rotore-statore [75] , [76] , [77]]. Un FFM attivo con energia aggiuntiva chiamato FFM+ è stato sviluppato in rif. [

68], installando due pompe eiettore sui tubi di ritorno. Le pompe eiettore compensano parzialmente le perdite idrauliche nei tubi di ritorno per raggiungere il valore di soglia richiesto del getto di mandata. Ampie indagini sperimentali hanno mostrato che le fluttuazioni della pressione di parete sono mitigate con successo quando il getto raggiunge il 12% della portata principale per un tipico regime di funzionamento di una turbina a carico parziale [**54**]. Circa il 10% dello scarico del getto è fornito dalla retroazione del flusso semplice e solo il 2% di spinta è fornito dalle pompe di espulsione, diminuendo le perdite volumetriche (**Fig. 1**).

Tabella 2 . Metodi di controllo attivo.

Metodo di controllo attivo	Vantaggi	Svantaggi	TR L
iniezione/immissione aria [56 , 59]	diminuendo le sovratensioni del tubo di tiraggio su regimi ad ampio raggio	perdite aggiuntive, amplificazione dell'autoeccitazione in alcuni punti operativi	#9
iniezione d'acqua tangenziale alla parete del cono [60 , 61]	diminuendo il picco del tubo di tiraggio	perdite volumetriche aggiuntive	#6

iniezione acqua assiale ad alta/bassa velocità [[62] , [63] , [64] , [65] , [66] , [67]]	diminuendo il picco del tubo di tiraggio	perdite volumetriche aggiuntive	#4
iniezione d'acqua con metodo a feedback di flusso ed energia aggiuntiva (FFM+) [54 , 68]	diminuendo il picco del tubo di tiraggio	non ancora identificato	#3
getto d'acqua con componente tangenziale [69]	diminuendo il picco del tubo di tiraggio	perdite volumetriche aggiuntive	#3
getto d'acqua modulato inverso [[70] , [71] , [72]]	diminuendo il picco del tubo, la frequenza modulata mira a un valore specifico	perdite volumetriche aggiuntive	#4
iniezione aria-acqua bifase [73 , 74]	diminuendo il picco del tubo di tiraggio su regimi ad ampio raggio	perdite aggiuntive	#4
iniezione d'acqua sul bordo d'uscita dei cancelli pedonali [[75] , [76] , [77]]	diminuzione degli effetti dell'RSI	perdite volumetriche aggiuntive	#2

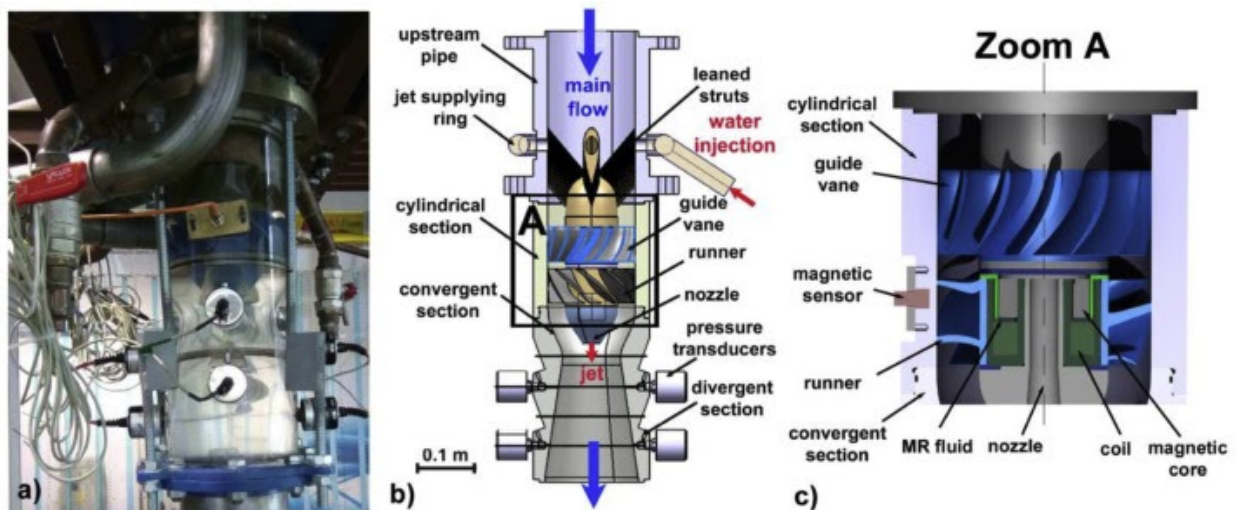


Figura 1 . Banco prova generatore di turbolenza progettato per studiare diverse tecniche di controllo: a) foto della sezione di prova installata sul banco prova b) iniezione assiale di acqua [[\[62\]](#) , [\[63\]](#) , [\[64\]](#) , [\[65\]](#)] c) controllo magnetoreologico tecnica [[\[78\]](#) , [\[79\]](#) , [\[80\]](#)].

2.3 . Tecniche di controllo magnetoreologico

La tecnica di controllo magnetoreologico è stata recentemente introdotta nel Ref. [[31](#)]. Hanno considerato il freno magnetoreologico (MRB) per rallentare la velocità del corridore al fine di controllare la configurazione del flusso vorticoso a valle di esso e le instabilità autoindotte associate. Il dispositivo MRB è stato progettato, prodotto e installato su un anello di prova a flusso vorticoso per valutarne le prestazioni. Le configurazioni del flusso vorticoso e i suoi effetti instabili associati sono controllati modificando la velocità dell'MRB [[79](#) , [80](#)]. Questa tecnica magneto-reologica attiva diminuisce, quindi, il flusso assiale del momento circonferenziale controllando la velocità del corridore. Un approccio per mantenere il flusso vorticoso ingerito dal tubo di pescaggio chiuso alla configurazione ottimale (cioè flusso con perdite minime del tubo di pescaggio e massimo recupero di

pressione) mentre il punto di lavoro della turbina abbraccia un'ampia gamma di valori di scarico è stato introdotto nel rif. [81], denominata “Turbina Francis a pattini tandem”. Con questo approccio, un corridore a velocità variabile a valle denominato "runner a bassa pressione" opera in tandem con il corridore Francis a velocità costante.

Questo concetto è funzionalmente diverso da varie macchine assiali tandem controrotanti come la turbina a bulbo [82], la microturbina controrotante [83] o la turbina a pompa controrotante [84]. L'utilizzo di una guida assiale aggiuntiva in tandem con la guida radiale-assiale principale è stato proposto anche nel Rif. [85] per una pompa-turbina radiale-assiale (il concetto RAPT), ma in questo caso entrambe le giranti sono installate sullo stesso albero e ruotano con la stessa velocità.

3 . Instabilità nelle turbine Francis delle stazioni di stoccaggio dell'energia idroelettrica pompata

3.1 . Interazione fluido-struttura

Una gamma più ampia e frequenti cambiamenti nelle condizioni operative, tra cui un gran numero di avviamenti e arresti, profili sottili di pale e palette dovuti ai requisiti di alte prestazioni e ottimizzazione del peso, aggiungono complessità alle analisi del comportamento delle vibrazioni e della fatica delle turbine idrauliche. Le simulazioni durante la fase di progettazione richiedono la determinazione accurata della risposta dinamica comprese le sollecitazioni dinamiche, la massa idrodinamica e le

proprietà di smorzamento mediante simulazioni numeriche affidabili dell'interazione fluido-struttura (FSI) [86].

Un fattore importante che influenza la durata della turbina e il funzionamento affidabile sono le cricche da fatica nella girante, principalmente dovute all'interazione rotore-statore (RSI) e alle relative pulsazioni di pressione nella turbina. Quando la frequenza naturale del corridore è vicina alla frequenza RSI, lo smorzamento idrodinamico è un parametro importante nel controllo della risposta forzata della pala della turbina. È necessaria una tecnica affidabile in grado di prevedere la variazione della frequenza naturale e dello smorzamento del corridore. La frequenza dipende principalmente dalla massa aggiunta, ma anche dalla portata e dalle condizioni di flusso del canale a monte ea valle e soprattutto del tubo di pescaggio. Per una struttura come i corridori della turbina idraulica, la risposta modale è complessa e mostra molte frequenze naturali con forme di modalità entangled.87].

L'analisi FSI delle turbine idrauliche può essere eseguita in fasi tra l'analisi del fluido e quella delle sollecitazioni o completamente accoppiata. L'effetto di massa aggiunta dell'acqua circostante può essere modellato con sufficiente accuratezza mediante un approccio fluido acustico, ma la considerazione degli effetti di smorzamento idrodinamico e l'identificazione delle instabilità idroelastiche richiedono descrizioni più realistiche del flusso del fluido utilizzando i solutori Navier-Stokes (CFD). A differenza dell'aeroelasticità, dove sono comuni schemi di accoppiamento libero di diversi solutori, i sistemi idroelastici richiedono procedure di soluzione fortemente (iterativamente) accoppiate [88] o persino formulazioni monolitiche [89] in cui il sistema accoppiato è assemblato e risolto in un unico insieme di equazioni. L'accoppiamento tra le analisi Fluido e Stress può essere

unidirezionale o bidirezionale [90]. Lo spostamento della struttura influisce sui risultati dell'accoppiamento unidirezionale e bidirezionale. Considerando il gran numero di parametri, l'analisi accoppiata a due vie richiede una potenza e un tempo di calcolo molto grandi. Inoltre, quando la struttura subisce grandi deformazioni, la maglia fluida può essere fortemente distorta e la maglia dovrebbe quindi essere riparata o adattata in modo iterativo.

I metodi completamente accoppiati e i metodi stepwise richiedono la convalida e la verifica su geometrie semplificate (cascata a disco o pala) e reali e dati di prova di modelli e prototipi di alta qualità di frequenza naturale, pressione (inclusa velocità di propagazione della pressione e smorzamento delle ampiezze di pressione), sollecitazione, velocità, ecc. a regime e condizioni operative transitorie.

Il progetto HiFrancis esegue analisi sperimentali e numeriche dell'interazione fluido-struttura concentrandosi sul ruolo dello smorzamento idrodinamico, effetti di massa aggiunti sulla frequenza, ampiezze di RSI, risonanza e corrispondenti forme modali dei corridori Francis ad alta prevalenza. La comprensione dei meccanismi fisici fondamentali aiuterà a sviluppare modelli accurati e procedure di progettazione robuste con un maggiore carico dinamico delle turbine idrauliche.

Una sfida importante è garantire una qualità sufficiente dei test di laboratorio e in loco per verificare gli strumenti numerici. Negli ultimi 10-20 anni, le tecniche di misurazione per i test degli estensimetri nei sistemi rotanti sono state sistematicamente migliorate. Al giorno d'oggi, le sollecitazioni e altri parametri rilevanti in un corridore Francis sono misurati e trasferiti da un

sistema di telemetria [[91] , [92] , [93]]. Le valutazioni delle misurazioni degli estensimetri nei corridori Francis mostrano che le sollecitazioni indotte dall'RSI sono particolarmente rilevanti per i corridori con testata medio-alta. Le misurazioni a bordo hanno evidenziato elevate sollecitazioni meccaniche sulle pale del pattino durante la sincronizzazione della macchina in condizioni di funzionamento a vuoto (SNL). Ci sono anche prove delle grandi fluttuazioni della velocità di deformazione sul bordo d'uscita delle pale del corridore vicino alla giunzione con il mozzo durante l'operazione a carico parziale. Inoltre, le ipotesi di smorzamento sono derivate dalle misurazioni degli estensimetri. Tuttavia, l'estrapolazione di questi risultati di misurazione a nuovi design di corridori può portare a imprecisioni, poiché le influenze delle forme della modalità di vibrazione e delle condizioni di flusso in diversi punti operativi non sono ancora completamente comprese.

3.2 . Condizioni operative transitorie

Nel funzionamento delle turbine idrauliche, i processi transitori come avviamento, assenza di carico, scarto del carico e carico molto basso sono tra i più dannosi. Anche se non c'è produzione di energia, c'è ancora una quantità significativa di energia che deve essere interamente dissipata, principalmente nel canale, dove il flusso è piuttosto complesso, con blocco del flusso e vortici instabili derivanti dal pompaggio parziale.

La fluidodinamica computazionale (CFD) ha dimostrato di essere uno strumento per valutare le condizioni operative transitorie con sufficiente precisione rispetto alle misurazioni [[94] , [95] , [96]]. Queste simulazioni aiutano lo studio delle pulsazioni di pressione instabili durante condizioni operative difficili e consentono una migliore comprensione delle operazioni transitorie. Le

simulazioni 3D-CFD sono anche utilizzate per studiare l'influenza dei cambiamenti del flusso interno sulle caratteristiche esterne durante i processi transitori. Inoltre, la maggior parte dei processi transitori è associata a significative variazioni di scarico, causando colpi d'ariete, che viaggiano avanti e indietro attraverso l'intero sistema di tubazioni. Questi effetti comprimibili introducono dinamiche aggiuntive nei processi transitori e complessità alle simulazioni.

Le simulazioni dei processi transitori calcolano la portata in turbina (dall'ingresso della cassa elicoidale all'uscita del tubo di pescaggio) con analisi CFD instabile 3D e la portata nel resto del sistema idraulico con un modello 1D semplificato che modella il colpi d'ariete nel sistema di tubazioni, autoclave, valvole, ecc. L'accoppiamento è realizzato sovrapponendo parzialmente le parti 1-D e 3-D mentre la chiusura/apertura della pala di guida è trattata con un metodo a maglia dinamica mobile.

Le condizioni al contorno variabili nel tempo in base alle misurazioni in loco sono fondamentali per la previsione accurata delle fluttuazioni transitorie della pressione. Nel caso in cui non siano disponibili dati sperimentali, le condizioni al contorno sono ricavate da simulazioni idroacustiche 1-D, imponendo la velocità della macchina, la portata e per il caso di scarto carico anche la posizione delle palette di guida. Nel caso delle turbine a pompa, i calcoli si estendono attraverso la regione a forma di S della macchina nei domini del freno della turbina e della pompa inversa, dimostrando che tali calcoli possono essere eseguiti su una base più regolare, sebbene richiedano molto tempo.

Una migliore comprensione delle condizioni operative transitorie delle turbine idrauliche può portare a ulteriori miglioramenti dei

progetti idraulici e meccanici, della stabilità e dell'affidabilità delle macchine. I risultati indicherebbero regioni problematiche in termini di carico strutturale o variazioni di carico. Ciò consentirebbe di migliorare la procedura di avvio della turbina al fine di ridurre lo stress e aumentare la durata della vita. La cavitazione, in particolare, varrebbe anche la pena di essere inclusa nelle simulazioni poiché sembra svolgere un ruolo importante durante i processi di avvio e di fuga.

4 . Digitalizzazione del funzionamento dell'energia idroelettrica

La maggior parte delle centrali idroelettriche sono state progettate decenni fa, per funzionare in condizioni diverse da quelle loro richieste oggi. La massiccia penetrazione della generazione intermittente solare ed eolica crea nuove condizioni per il sistema elettrico (EPS), mettendo a rischio la sua stabilità per mancanza di inerzia. Pertanto, una sfida chiave per le moderne centrali idroelettriche è migliorare drasticamente la loro flessibilità fornendo capacità di stoccaggio e servizi di sistema avanzati che devono essere ulteriormente sviluppati per supportare l'integrazione dell'energia rinnovabile variabile (VRE). Tuttavia, le unità di centrali idroelettriche sperimentano effettivamente fenomeni idrodinamici (vedi §1-2) che ne limitano la flessibilità.

L'obiettivo è, quindi, raccogliere ed elaborare dati reali (big) sulle effettive condizioni di lavoro delle turbine per aumentare la capacità delle centrali idroelettriche di fornire servizi avanzati di supporto alla rete, senza comprometterne la sicurezza e l'affidabilità. L'obiettivo della tecnologia emergente presentata nel presente documento è supportare le centrali idroelettriche per soddisfare i futuri requisiti di EPS , consentendo la riserva di

contenimento rapido della frequenza (FCR), la riserva di ripristino della frequenza (FRR) e l'avvio nero in caso di emergenza. Questo nuovo concetto non è stato ancora studiato e si basa sulle conoscenze acquisite in termini di recenti progetti di ricerca [4] in cui una vasta serie di test ed esperimenti ha analizzato i fenomeni che devono essere monitorati e controllati.

Un tale progresso tecnologico si baserebbe sulla cosiddetta digitalizzazione dell'energia idroelettrica, che trasformerà il modo in cui i progetti sono progettati, sviluppati/aggiornati, gestiti e mantenuti. Gli impianti idroelettrici esistenti sono stati in molti casi costruiti diversi decenni fa. Di conseguenza, il grado di digitalizzazione delle loro apparecchiature è basso rispetto a quello dei componenti e dei sistemi O&M delle moderne FER, ad esempio le turbine eoliche. La riabilitazione e l'ammodernamento della flotta esistente offrono l'opportunità di digitalizzare il modo in cui funzionano le apparecchiature idroelettriche. Oltre al prolungamento del ciclo di vita e alla gestione dei rischi per la sicurezza informatica, la riabilitazione e la digitalizzazione comportano un aumento dell'efficienza complessiva e, quindi, dell'energia prodotta. Le stime attuali mostrano che la digitalizzazione del mondo'60], pari a 5 miliardi di dollari USA di risparmi operativi annui e una significativa riduzione delle emissioni di gas serra.

I suddetti servizi potenziati alla rete saranno realizzati aumentando l'autonomia operativa delle turbine per aumentare la flessibilità operativa degli impianti idroelettrici. La digitalizzazione consentirà di ridurre drasticamente i tempi di risposta dei gruppi elettrogeni o delle pompe-turbine reversibili. Consentirà inoltre di valutare l'impatto economico dell'offerta di un'ulteriore flessibilità di riserva. Nel complesso, supporta ancora

standard di sicurezza e affidabilità di alto livello per le centrali idroelettriche.

I requisiti per un raggio di azione esteso e una dinamica rapida stanno sottolineando enormemente sia l'affidabilità che la sicurezza delle centrali idroelettriche; un'interruzione imprevista è a rischio. Pertanto, solo un approccio dirompente potrebbe superare questo rischio collegando l'ingegneria fisica e la scienza dei dati per sviluppare e convalidare l'avatar digitale di turbine e sistemi per sfruttare le dinamiche della centrale idroelettrica. L'obiettivo è sviluppare metodi e strumenti per creare il “Digital Avatar” della dinamica degli impianti idroelettrici e, quindi, abilitare servizi potenziati alla rete. Un approccio multidisciplinare che copre macchine idrauliche, EPS e l'associato controllo e componenti modellazione fatica è necessario per lo sviluppo del Avatar digitale della dinamica centrali idroelettriche ([Fig. 2](#)).

Outlook: Digital Turbine

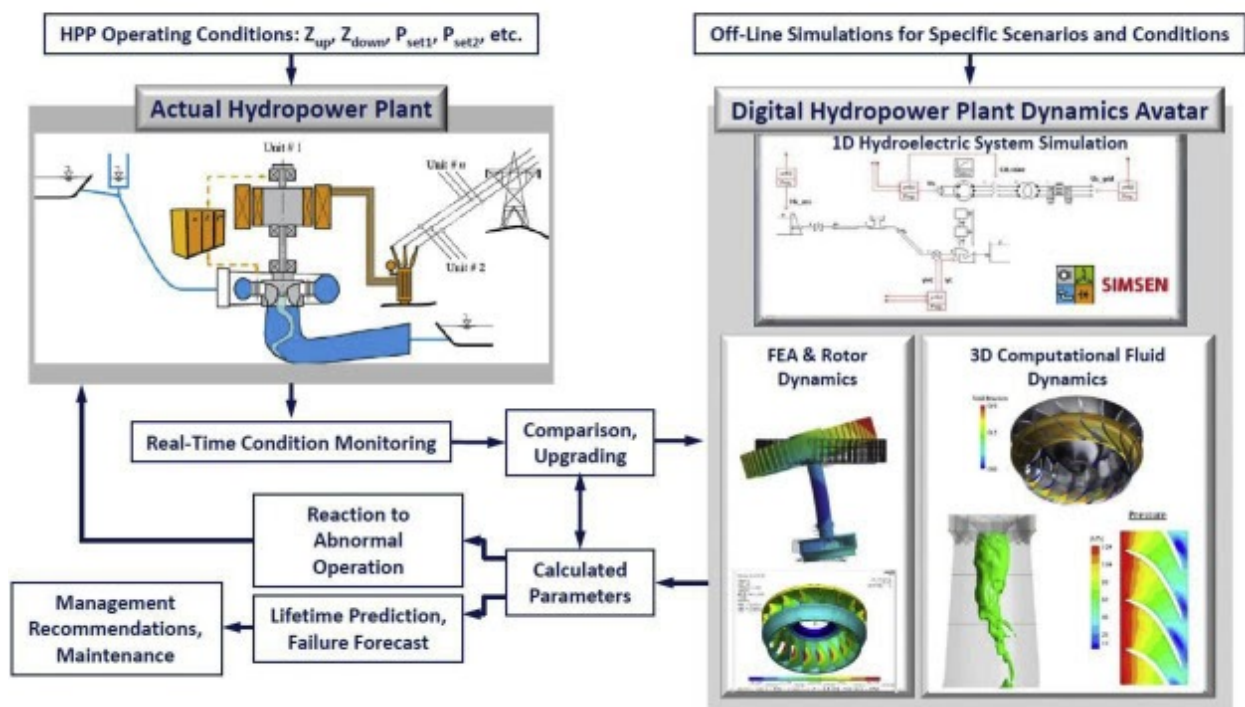


Figura 2 . Flusso di informazioni e scambio di un avatar digitale per la dinamica degli impianti idroelettrici. Fonte: compilazione degli autori.

La metodologia all'avanguardia per l'ingegneria e il funzionamento delle unità idroelettriche include simulazioni numeriche elettromagnetiche, di flusso e strutturali avanzate dei diversi componenti idraulici, meccanici ed elettrici della macchina, [97 , 98]. Inoltre, vengono eseguiti test approfonditi per convalidare le suddette simulazioni numeriche e, quindi, per garantire l'installazione e il funzionamento delle unità per un funzionamento commerciale affidabile. Pertanto, la raccolta di tutte le informazioni corrispondenti in un insieme completo di dati consente di sviluppare un avatar digitale dell'unità reso disponibile per supportare il funzionamento flessibile dell'unità. In particolare, l'impatto di operazioni transitorie come start-stop può essere valutato in termini di sollecitazioni, usura e fatica strutturale delle unità idroelettriche.

Pertanto, le infrastrutture idroelettriche possono adeguarsi alle mutate e dinamiche condizioni di contesto (clima, mercato e tutela ambientale) introducendo nuovi paradigmi progettuali e operativi (rinnovo, sviluppo). L'attuale TRL è stimato al livello 3, ma i metodi e gli strumenti da sviluppare si basano sulle ultime scoperte e sulla ricerca e sviluppo in corso. Gli strumenti e i metodi da sviluppare dovrebbero mitigare i rischi per le prossime fasi di sviluppo tecnologico delle unità idroelettriche. Poiché l'estensione del raggio di azione può comportare sollecitazioni aggiuntive sulle apparecchiature elettromeccaniche, l'avatar digitale del sistema di generazione idroelettrica comprendente turbina, generatore e controllo, evita tali sollecitazioni imitando in modo accurato e sicuro il comportamento dinamico delle apparecchiature [99]. Gli

strumenti avanzati utilizzati includono l'analisi dei dati, la modellazione avanzata, la previsione della durata e i metodi per la manutenzione predittiva [100] o il monitoraggio delle condizioni [101 , 102]. Tali strumenti contribuiranno ulteriormente ad aumentare la robustezza e l'affidabilità del percorso verso le prossime fasi tecnologiche. Inoltre, le prestazioni della tecnologia idroelettrica saranno ulteriormente incrementate perché la digitalizzazione consentirà nuove funzionalità alla centrale idroelettrica, ovvero una maggiore flessibilità, che, quindi, migliorerà il ruolo dell'energia idroelettrica per l'integrazione dell'energia eolica e fotovoltaica e per la stabilità del sistema elettrico.

In seguito alla tabella di marcia per la tecnologia delle apparecchiature idroelettriche edita nel 2013 dall'ex Hydro Equipment Association [103], il concetto di turbina digitale ha ricevuto maggiore attenzione ed è stato ampiamente pubblicizzato [104]. Tuttavia, finora è stato realizzato molto poco per risolvere le sfide scientifiche della modellazione e del controllo dei fenomeni di flusso [14 , 105] sperimentati dalle unità idrauliche dall'intervallo operativo da fermo a pieno carico. In particolare, i recenti progressi delle conoscenze nella modellazione e nel controllo delle instabilità del flusso delle turbine [66 , 106] e della cavitazione [107], aprono la strada allo sviluppo tecnologico futuro per migliorare il raggio d'azione delle unità idroelettriche. Degno di menzione è il progetto di ricerca europeo HYPERBOLE [4] rispetto alla metodologia di valutazione della stabilità di funzionamento della turbina in condizioni operative fuori progetto. In particolare, è stata validata la previsione della stabilità della turbina Francis basata su modelli e test su modelli in scala ridotta [[108] , [109] , [110]].

Nel caso dei gruppi pompa-turbina reversibili, componenti fondamentali per la stabilità della rete, è stato recentemente dimostrato [111], che il tempo per passare dalla modalità di funzionamento di pompaggio alla modalità di generazione può essere drasticamente ridotto per rendere questa tecnologia conforme con le nuove specifiche di rete.

L'obiettivo finale è sviluppare una tecnologia che permetta la produzione di energia idroelettrica spacciabile in un contesto mutevole. Ciò consentirebbe un'operazione che fornisce inerzia all'EPS e consente una maggiore penetrazione delle FER. Il monitoraggio avanzato fornirebbe anche livelli avanzati di sicurezza che attualmente non sono disponibili. Lo sviluppo tecnologico proposto può essere applicato anche nelle stazioni esistenti, trasformandone il modus operandi. Naturalmente, la tecnologia deve essere trasformata in modelli su misura che si adattino alle particolari caratteristiche di ogni centrale. Ulteriori sfide di ricerca e sviluppo (R&S) includono il parametro dei costi e la necessità di rendere lo stoccaggio di acqua ed energia a diverse scale compatibile con la salvaguardia dell'ambiente.

5 . Rotori del generatore segmentati a controllo di corrente per ridurre le vibrazioni e aggiungere il controllo dinamico del rotore

Avviamenti e arresti frequenti necessari per fornire una regolazione secondaria comportano un'ulteriore usura dei componenti di conversione dell'energia. Tradizionalmente, le ispezioni indicavano al manutentore la necessità di eseguire lavori di manutenzione. Attualmente, il monitoraggio delle condizioni ha lo scopo di fornire informazioni sullo stato dei componenti. Il passaggio successivo che si sta tentando è la manutenzione basata

sulle condizioni. Allo stesso tempo, i sensori, la raccolta e l'analisi dei dati (vedi §3) stanno diventando sempre più disponibili e convenienti. Ogni grande centrale idroelettrica è dotata di sensori di vibrazione, temperatura, tensione e corrente. Abbastanza spesso, tuttavia, tali sensori vengono utilizzati solo per la protezione del sistema e l'intervento dell'unità.

Il beneficio fornito sarebbe aumentato se i componenti potessero rilevare lo stato dell'unità e attivamente. Pertanto, non solo i componenti riporterebbero ma contrasterebbero anche, ad esempio, le vibrazioni. In questo modo, il sistema fornirebbe una qualche forma di capacità di autoguarigione durante i problemi emergenti. I rotori segmentati [112] e le apparecchiature di magnetizzazione del rotore a controllo di corrente hanno il potenziale di fornire un tale strumento per gli squilibri del trasferimento del generatore.

Normalmente, un sistema attivo richiede attuatori aggiuntivi, ma nel caso del rotore segmentato —o diviso— (Fig. 3) i poli esistenti vengono utilizzati come attuatori. Tuttavia, sono necessari componenti aggiuntivi nell'apparecchiatura di magnetizzazione per controllare la corrente. L'idea è strettamente correlata alle macchine autoportanti in cui la forza radiale è controllata nella macchina elettrica dal lato dello statore [113 , 114]. Qui, invece, il controllo viene spostato sul rotore e il circuito viene adattato per ottenere il controllo.

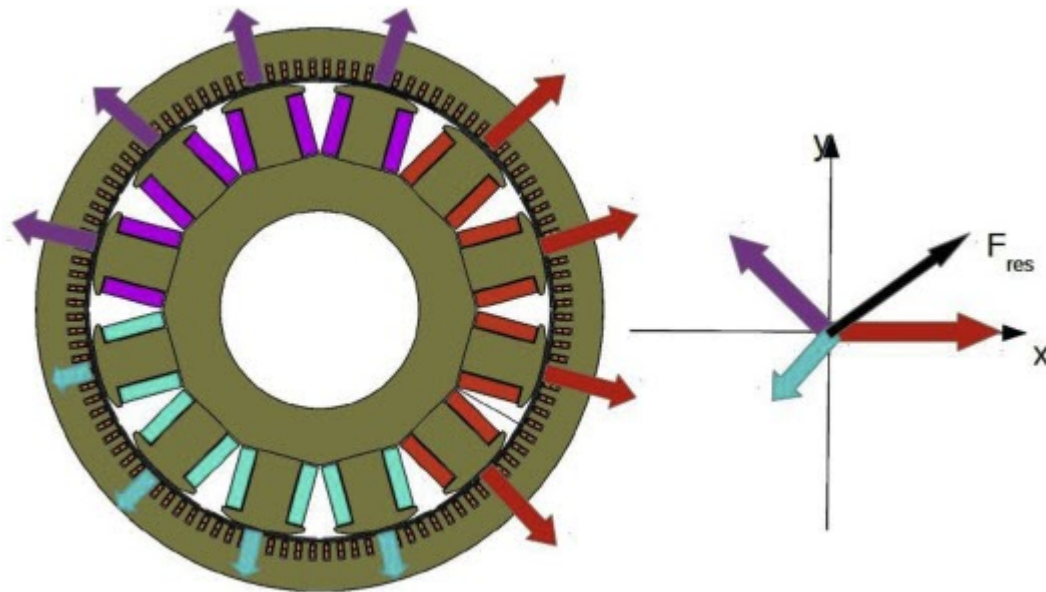


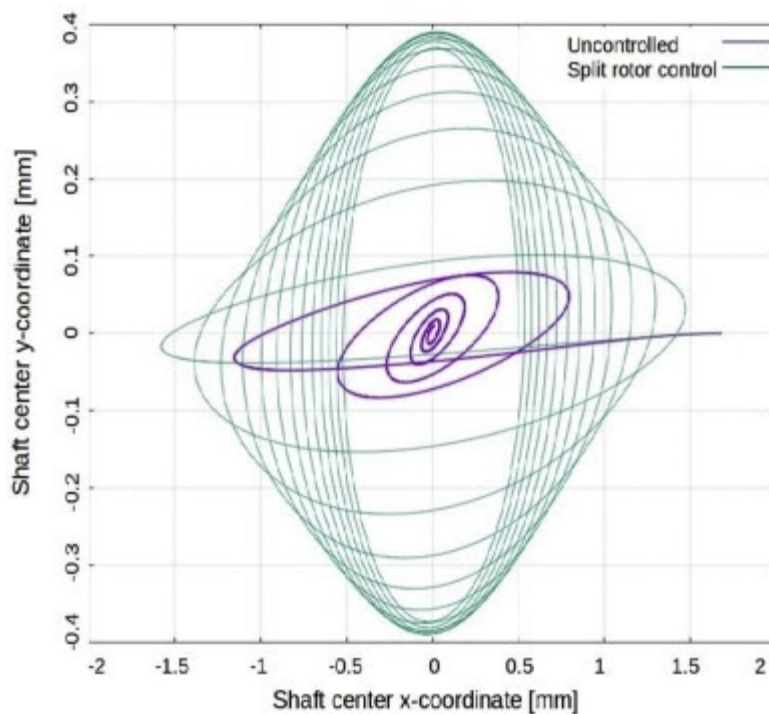
Figura 3 . Segmentazione dell'avvolgimento di campo del rotore in 3 segmenti per una macchina a 12 poli. I segmenti hanno correnti di magnetizzazione controllate individualmente indicate da colori diversi, con diverse ampiezze di corrente di campo. A seconda delle deviazioni di forma o del movimento, l'ampiezza è diversa e bilancia il campo magnetico o offre la possibilità di creare un vettore di forza netto in qualsiasi direzione. Fonte: compilazione degli autori. (Per l'interpretazione dei riferimenti al colore in questa legenda della figura, si rimanda il lettore alla versione Web di questo articolo.)

Il sistema può anche essere pensato come un sistema di bilanciamento magnetico che livella i disturbi nella densità del flusso del traferro. Come è stato dimostrato, il sistema riduce anche le perdite extra, le armoniche di tensione e i livelli di vibrazione. È un prolungamento della vita poiché ha il potenziale per rimuovere i carichi di fatica sul rotore e sullo statore durante il funzionamento.

La moderna elettronica di potenza con alimentatori a corrente controllata offre nuove opportunità per il controllo delle macchine elettriche. L'idea di un rotore segmentato potrebbe essere combinata con nuove idee sull'eccitazione [115 , 116] per aprire

possibilità di riduzione dei costi di investimento e della manutenzione.

L'uso più ovvio di un sistema a rotore segmentato è ridurre le forze indesiderate che si verificano all'interno del generatore. Tuttavia, poiché è una forza controllabile, può essere utilizzata anche per influenzare la rotordinamica dell'albero. In **Fig. 4** viene simulata una simulazione di un rotore Jeffcott con una macchina elettrica all'interno con e senza lo smorzamento aggiunto dal sistema a rotore diviso. Il rotore parte in modo eccentrico e mentre gira il rotore girerà nei cuscinetti di banco.



1. **Download : Scarica immagine ad alta risoluzione (401KB)**
2. **Scarica : Scarica l'immagine a dimensione intera**

Figura 4 . Simulazione del moto vorticoso di un albero supportato da due cuscinetti a basso smorzamento. La figura mostra il centro di massa in un sistema di coordinate xy in mm. La linea verde

corrisponde al movimento non smorzato e quella blu dove viene aggiunto lo smorzamento dal sistema a rotore diviso. Fonte: compilazione degli autori. (Per l'interpretazione dei riferimenti al colore in questa legenda della figura, si rimanda il lettore alla versione Web di questo articolo.)

Se lo smorzamento è basso, il movimento vorticoso persisterà. L'aggiunta dello smorzamento cambierebbe la situazione. Questo potrebbe essere di interesse nelle macchine verticali in cui la rigidità dei cuscinetti portanti è piuttosto bassa nella posizione centrata dell'albero. La possibilità di aggiungere una forza radiale costante costringerebbe i cuscinetti a trovare un punto di lavoro stabile. Tutti i sistemi attivi richiedono una qualche forma di sensori, nel caso mostrato sopra sensori di posizione, estensimetri e sensori di flusso sono stati utilizzati per creare il segnale di controllo. Tuttavia, è possibile utilizzare il controllo senza sensori per rimuovere la dipendenza dai sensori con una piccola perdita di possibili funzioni di controllo. I convertitori elettronici di potenza aprono nuove possibilità per le macchine elettriche. C'è altro da scoprire e si prevede che nuove idee miglioreranno l'accoppiamento delle macchine elettriche con l'elettronica di potenza.

6 . Generazione di energia idroelettrica a velocità variabile

Le condizioni di esercizio di una centrale idroelettrica possono essere molto variabili. Le variazioni nelle condizioni operative dell'impianto idroelettrico contribuiscono a ridurre l'efficienza globale dell'impianto e possono provocare instabilità di flusso, cavitazione ecc. che riducono la durata delle unità idroelettriche. Variando la velocità di rotazione delle unità della centrale

idroelettrica rispetto alla loro velocità sincrona, l'impianto può adattarsi meglio al regime idrologico del fiume, aumentando così l'efficienza globale dell'impianto e la vita delle unità, e può anche aumentare il suo contributo ai servizi accessori dell'EPS.

La suddetta variazione di velocità è possibile grazie all'utilizzo di convertitori elettronici di potenza, in una delle due seguenti modalità: macchina sincrona alimentata da convertitore (Fig. 5 a) e macchina ad induzione bialimentata (Fig. 5 b). Nell'attuale contesto di crescente penetrazione del VRE non sincrono, le unità idroelettriche a velocità variabile offrono alcuni importanti vantaggi per il funzionamento del sistema di alimentazione, ovvero: migliore controllo della potenza attiva e reattiva, maggiore capacità di riserva di rotazione. Le unità di accumulo con pompaggio a velocità variabile sono in grado di controllare sia la potenza attiva che quella reattiva in modalità pompa, nonché l'avvio in modalità pompa e modificare la modalità di funzionamento in un tempo inferiore rispetto alle unità di accumulo convenzionali.

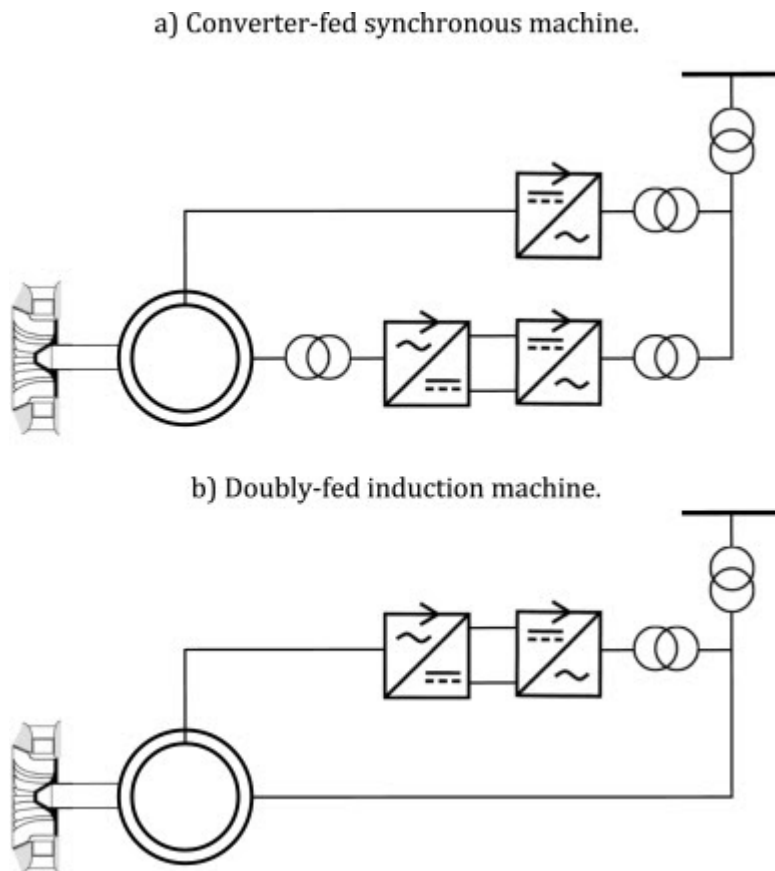


Figura 5 . Configurazioni unità per funzionamento a velocità variabile. Fonte: compilazione degli autori.

a) Macchina sincrona alimentata da convertitore.

b) Macchina ad induzione a doppia alimentazione.

La Fig. 6 contribuisce a comprendere i vantaggi dell'utilizzo di turbine Francis a velocità variabile. La figura mostra il diagramma di salita dell'efficienza di un Francis in funzione della velocità unitaria n_{11} e della portata unitaria q_{11} , che dipendono dalla velocità di rotazione n , dalla portata erogata dalla turbina q , dalla prevalenza netta h e dal diametro della turbina D , come descritto nelle equazioni (1) , (2)), rispettivamente. L'area all'interno della curva rossa rappresenta l'intervallo di funzionamento consigliato della turbina. Le linee continue blu e nere rappresentano la

velocità unitaria e il flusso unitario per due diverse prevalenze lorde (h_1 , h_2) a velocità sincrona (150 giri/min), mentre le linee tratteggiate blu e nere rappresentano la velocità unitaria e il flusso unitario per gli stessi livelli d'acqua nel serbatoio a 118,5 e 158,5 giri/min, rispettivamente. In entrambi i casi (h_1 e h_2), l'efficienza della turbina aumenta in tutti i punti operativi grazie alla variazione della velocità di rotazione. Nel primo caso (h_1), la variazione della velocità di rotazione della turbina consente all'unità di funzionare anche con una prevalenza lorda inferiore al minimo consigliato per il funzionamento a velocità fissa, e nel secondo caso (h_2), consente di ampliare il range di flussi operativi per una data prevalenza lorda.

(1)

$$n_{11} = n D h$$

(2)

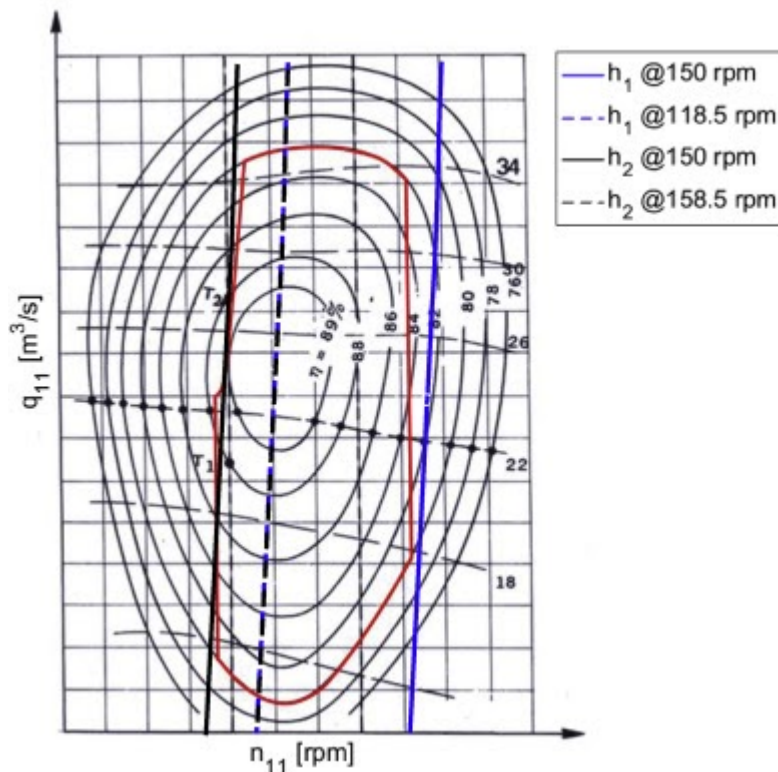


Figura 6 . Vantaggi del funzionamento a velocità variabile per una turbina Francis.Fonte: compilazione degli autori.La Fig. 7 contribuisce a comprendere i vantaggi dell'utilizzo di pompe-turbine a velocità variabile in modalità pompa. Le linee continue blu e nere rappresentano, rispettivamente, le curve pressione prevalenza e potenza idraulica di una pompa-turbina Francis funzionante in modalità pompa, per diverse velocità di rotazione (da 0,90 a 1,02 pu). La linea continua verde rappresenta la curva pressione prevalenza-portata dei condotti della centrale per una data prevalenza lorda. Come si vede in figura, a velocità sincrona, la pompa-turbina ha un unico punto di lavoro (p_{syn}). La variazione della velocità di rotazione consente all'unità di modificare la potenza idraulica trasferita al fluido da p_{min} a p_{max} , e quindi la potenza elettrica viene prelevata dalla rete.

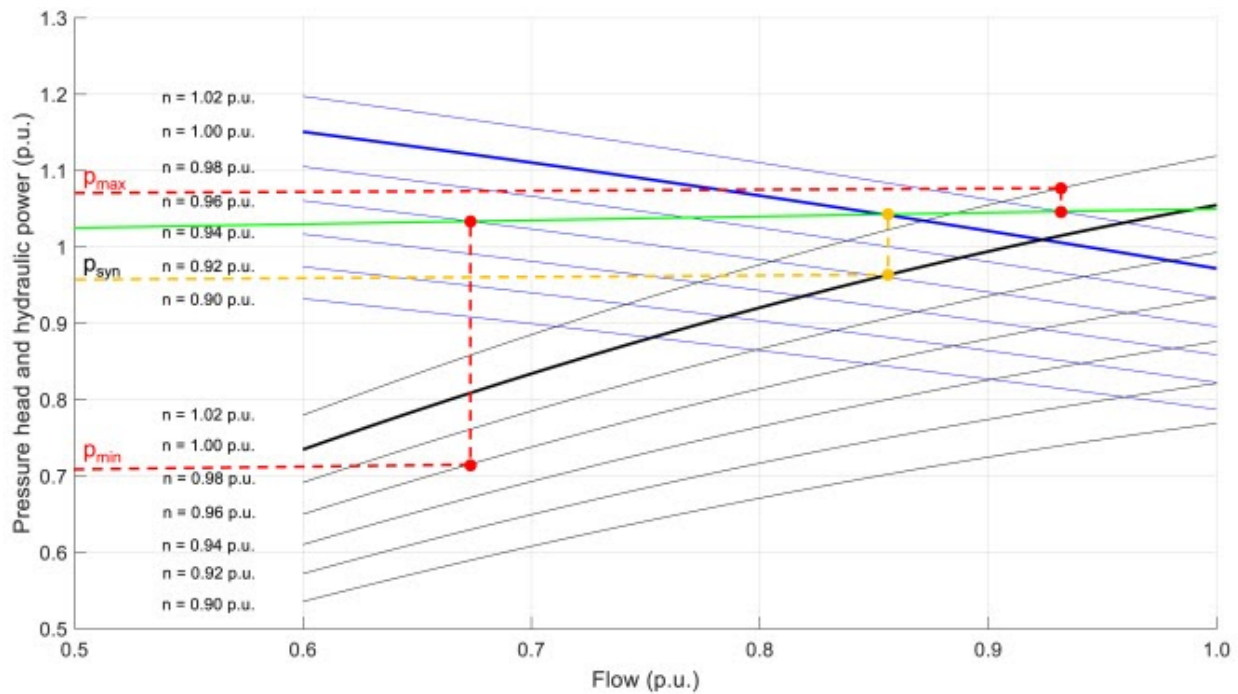


Figura 7 . Vantaggi del funzionamento a velocità variabile per una pompa centrifuga. Fonte: compilazione degli autori.

La produzione di energia idroelettrica a velocità variabile ha iniziato a ricevere attenzione in campo scientifico negli anni '80. Gish et al. (1981) hanno studiato la possibilità di utilizzare macchine ad induzione a doppia alimentazione (DFIM) nelle centrali idroelettriche [117]. Già allora l'utilizzo di macchine sincrone completamente alimentate era tecnicamente fattibile [118], ma non economicamente.

Nella seconda metà degli anni ottanta del secolo scorso diversi ingegneri che lavorano per Hitachi Ltd. hanno ottenuto diversi brevetti per diverse apparecchiature e sistemi di controllo per la generazione e il pompaggio di energia idroelettrica a velocità variabile [[121] , [122] , [123]]. La prima unità di pompaggio a velocità variabile è stata commissionata in Giappone nel 1987 da KEPCO (Kansai Electric Power Company) [124 , 126]. Tre anni

dopo la TEPCO (Tokio Electric Power Company) ha commissionato la seconda unità di stoccaggio con pompaggio a velocità variabile nell'impianto di stoccaggio con pompaggio di Yagisawa (PSPP).

Da allora in Giappone sono state messe in servizio alcune altre unità di accumulo con pompaggio a velocità variabile, vale a dire [[128](#)] , [[129](#)] , [[130](#)] , [[131](#)] , [[132](#)] , [[133](#)] , [[134](#)] ¹ : due unità da 400 MW a Okhawachi PSPP, un'unità da 100 MW a Takami PSPP, un'unità da 300 MW a Shiobara PSPP, un'unità da 300 MW a Okukiyotsu, un'unità da 30 MW a Yanbaru PSPP; quattro unità da 340 MW a Omarugawa PSPP; e un'unità da 400 MW a Kazunogawa PSPP.

La motivazione principale per la messa in servizio di unità di pompaggio a velocità variabile in Giappone è stata finora l'elevata penetrazione della generazione nucleare. Aggiunge qualche difficoltà al funzionamento del sistema di alimentazione, in particolare durante le ore di bassa domanda quando è necessario programmare un numero eccessivo di unità di generazione termica per garantire un adeguato controllo della frequenza [[135](#)].

In Cina, la prima (e finora unica) unità di pompaggio a velocità variabile è stata commissionata nel 1989 come parte del Panjiakou PSPP [[136](#)]. L'unità è dotata di una macchina sincrona completamente alimentata, essendo la prima del suo genere in quel momento. La motivazione per installare l'unità a velocità variabile di Panjiakou è stata la grande variazione nelle condizioni operative dell'impianto, in particolare nel livello dell'acqua del serbatoio superiore [[137](#) , [138](#)].

Negli anni '90 e nei primi anni 2000, sono stati intrapresi diversi progetti per dimostrare la fattibilità del funzionamento a velocità

variabile in piccole centrali idroelettriche, alcuni dei quali sono elencati di seguito:

–la turbina tubolare Kaplan da 378 kW a velocità variabile con alette di guida fisse, installata nel piccolo impianto idroelettrico di Ingelfigen per far fronte alla variazione di prevalenza [139];

–il PAT (Pump driven As Turbine) da 60 kW a velocità variabile installato nella rete di acqua potabile di Sion, Svizzera, per il controllo della pressione [139];

–la sostituzione del rotore a poli salienti di un'unità da 10 MW dell'impianto idroelettrico di Compuerto con un rotore avvolto trifase alimentato da un cicloconvertitore [140];

–l'aggiunta di un convertitore di frequenza da 21,3 MW al Forbach PSPP per far funzionare una delle unità pompa-turbina a velocità variabile [141];

–l'unità idroelettrica a velocità variabile da 50 kW con eccitazione a magneti permanenti installata per controllare il livello dell'acqua in un piccolo stagno nel fiume Tirva, Finlandia [142].

Tuttavia, non è stato fino al 2004 che le prime grandi unità idroelettriche a velocità variabile sono state messe in servizio in Europa quando Goldisthal PSPP ha iniziato a funzionare.

Goldisthal è dotato di quattro unità di pompaggio da 265 MW, due delle quali sono collegate alla rete tramite un DFIM. Le unità a velocità variabile di Goldisthal operano in media per 19 ha al giorno fornendo riserve di contenimento e ripristino della frequenza [143].

Da allora, in Europa sono stati commissionati tre nuovi PSPP a velocità variabile, tutti dotati di pompe-turbine Francis e DFIM, ovvero: Avče, in Slovenia, con una potenza installata di 180 MW (1×180 MW) [144 , 145]; Linthal, in Svizzera, con una potenza installata di 1000 MW (4×250 MW) [146 , 147]; e Frades II, in Portogallo, con una potenza installata di 780 MW (2×390 MW) [144 , 148]. Da segnalare inoltre il progetto di ristrutturazione del Grimsel II PSPP, in Svizzera. Grimsel II PSPP è dotato di 4 unità ternarie ad asse orizzontale, ciascuna con una turbina Francis e una pompa radiale e una potenza installata di 80/90 MW in modalità turbina/pompa. Una delle unità è stata dotata di un convertitore di frequenza da 100 MW (record mondiale per questo tipo di applicazione) nel maggio 2013 e da allora funziona a velocità variabile in modalità pompa (il convertitore è bypassato in modalità turbina) [149].

Altri tre PSPP a velocità variabile entreranno probabilmente in funzione nei prossimi tre anni, vale a dire: Nant de Drance PSPP, in Svizzera, sarà dotato di sei pompe-turbine da 150 MW, ciascuna accoppiata a un DFIM [146 , 150]; Fengning PSPP, in Cina, sarà equipaggiato da dodici pompe-turbine da 300 MW (sei unità sono già in funzione), due delle quali saranno accoppiate ad un DFIM [151]; e Tehri PSPP, in India, saranno dotati di pompe-turbine da 4250 MW, ciascuna accoppiata a un DFIM [152]. Inoltre, due vecchie unità di pompaggio da 303 MW di Okutataragi PSPP, in Giappone, sono in fase di aggiornamento per il funzionamento a velocità variabile e inizieranno presto a funzionare [124 , 153]. La vecchia pompa-turbina sarà sostituita con una nuova specificatamente progettata per il funzionamento a velocità variabile e la vecchia macchina sincrona sarà sostituita con una DFIM [154].

Come si può dedurre dalla sintesi di cui sopra, la produzione di energia idroelettrica a velocità variabile ha già raggiunto il TRL più alto possibile. Ci sono, tuttavia, solo poche unità idroelettriche a velocità variabile (la maggior parte delle quali sono unità di pompaggio) in funzione in tutto il mondo. Le ragioni della lentezza nell'installazione delle unità idroelettriche a velocità variabile sono di diversa natura. Alcuni di questi motivi sono i seguenti:

-Di solito occorre molto tempo dalla concezione di un progetto idroelettrico alla messa in servizio della centrale idroelettrica, in parte a causa di complesse procedure amministrative [155].

-I nuovi sviluppi nel campo dell'energia idroelettrica sollevano spesso un'ampia gamma di preoccupazioni ambientali [156].

-Le entrate extra che una centrale idroelettrica a velocità variabile può ottenere sui mercati dell'elettricità e dei servizi ausiliari non sempre valgono il costo aggiuntivo necessario affinché la centrale funzioni a velocità variabile [157]. Questo costo aggiuntivo è stato stimato nel rif. [158] in un intervallo compreso tra il 7% e il 15% del costo di investimento di una centrale idroelettrica a velocità fissa.

-In alcuni paesi non esiste una certezza normativa sufficiente per gli investimenti nell'energia idroelettrica [159].

Nonostante quanto sopra, rimangono ancora alcune sfide tecnologiche che, una volta superate, potrebbero contribuire ad ampliare i vantaggi sopra menzionati della generazione di energia idroelettrica a velocità variabile. Due sfide importanti sono [147]:

-Ampliare la gamma operativa stabile delle macchine idrauliche per sfruttare appieno il funzionamento a velocità variabile.

-Migliorare il sistema di isolamento delle macchine alimentate da convertitore.

7 . Nuovi concetti nell'accumulo di energia idroelettrica

La crescente penetrazione dell'energia rinnovabile variabile (VRE) nel sistema di alimentazione elettrica (EPS) sta dando impulso all'innovazione nell'accumulo di energia. Anche se il PSPP è una tecnologia di stoccaggio matura, continua ad evolversi [160] per rispondere ai requisiti di transizione di modalità più rapida e frequente, ad esempio da pompa a turbina e viceversa. Come per altre più recenti tecnologie di accumulo di energia, VRE sta fungendo da motore principale per tale evoluzione. Questa sezione riassume lo stato dell'arte di due tecnologie PSPP emergenti che, secondo gli autori, hanno un potenziale significativo.

7.1 . Funzionamento coordinato di sistemi di accumulo rapido di energia e di energia idroelettrica

La generazione rinnovabile è solitamente collegata alla rete tramite convertitori di potenza (cioè non sincroni). La generazione non sincrona di solito non è richiesta per fornire un'inerzia sintetica o un controllo della frequenza di carico. Pertanto, per un dato carico di domanda in un dato sistema di alimentazione, maggiore è la penetrazione istantanea della generazione non sincrona, minore è l'inerzia sincrona fornita dalla generazione sincrona convenzionale e maggiore è la velocità di variazione della

frequenza e le deviazioni di frequenza (in valore assoluto valore) in eventi di contingenza [[\[161\]](#) , [\[162\]](#) , [\[163\]](#) , [\[164\]](#) , [\[165\]](#)].

Le turbine idroelettriche attualmente forniscono una risposta inerziale e sono adatte a fornire il controllo della frequenza di carico come stabilito in rif. [[166](#)]. Tuttavia, quando l'inerzia del sistema è bassa, sono necessarie unità di risposta in frequenza ad azione rapida per mantenere la frequenza del sistema entro l'intervallo di frequenza standard [[167](#) , [168](#)].

Il funzionamento coordinato di sistemi di accumulo rapido dell'energia (ad esempio accoppiati ad inverter) e dell'energia idroelettrica consentirebbe un migliore controllo della frequenza nel sistema di alimentazione elettrica, con una minore usura delle unità idroelettriche. Tra le varie tecnologie esistenti di accumulo di energia accoppiate a inverter, i volani e i supercondensatori sono probabilmente quelli più adatti per le applicazioni di controllo della frequenza. Entrambi sono in grado di sopportare un gran numero di cicli continui di carica-scarica, ma solitamente hanno una piccola capacità di accumulo di energia e possono quindi controllare la loro potenza attiva in uscita/in ingresso per un breve lasso di tempo (da pochi secondi minuti) [[169](#)]. La produzione di energia idroelettrica ha, a sua volta, una risposta in frequenza più bassa, ma di solito può controllare la sua produzione di potenza attiva per un tempo più lungo (da poche ore a pochi giorni, o anche di più). Volani e supercondensatori possono essere facilmente integrati nelle centrali idroelettriche esistenti e pienamente operativi in brevissimo tempo (pochi mesi). La loro integrazione nelle centrali idroelettriche esistenti potrebbe fornire ulteriori vantaggi al controllo della tensione nelle vicinanze della centrale. Sarebbe anche possibile coordinare l'esercizio di centrali idroelettriche esistenti con un sistema di

accumulo veloce dell'energia collegato alla rete di trasmissione in un altro nodo della rete, o anche con un insieme di esse distribuito geograficamente. Un possibile layout del sistema ibrido può essere visto in Fig. 8 .

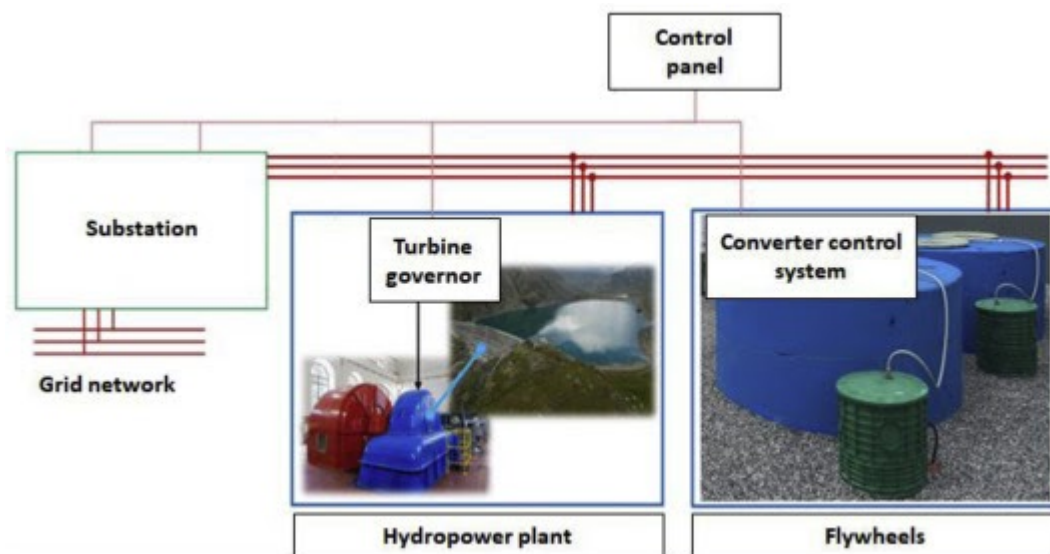


Figura 8 . Potenziale layout di un sistema ibrido volano/idroelettrico.
Fonte: compilazione degli autori.

Il coordinamento dei sistemi di stoccaggio rapido dell'energia e dell'energia idroelettrica non è stato ancora dimostrato in un ambiente operativo. La tecnologia è stata parzialmente portata a un TRL 4 da un gruppo di ricerca del Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), a seguito di un progetto di ricerca intitolato "Sistema di gestione e stoccaggio di energia ad ampia area per bilanciare le risorse intermittenti nella Bonneville Power Administration e aree di controllo ISO della California".

La fase-1 del progetto [170] includeva lo sviluppo di un algoritmo di controllo per un'unità di regolazione aggregata, comprendente un'unità idroelettrica e un volano, per seguire il segnale di errore di controllo dell'area (ACE). L'algoritmo di controllo è stato testato

mediante simulazioni al computer. I risultati delle simulazioni hanno mostrato che l'unità di regolazione dell'aggregato può fornire un tracciamento del segnale ACE robusto e accurato e che il volano può aiutare a mantenere il punto operativo dell'unità idraulica vicino alla migliore efficienza, mentre l'unità idraulica può aiutare a mantenere il volano stato di carica (SOC) entro l'intervallo desiderato.

Nella Fase-2 del progetto, il PNNL ha testato con successo l'algoritmo di controllo con un volano da 25 kWh e 100 kW fornito da Beacon Power mediante simulazioni hardware-in-the-loop [171 , 172]. Sulla base del concetto, sono stati pubblicati una versione migliorata dell'algoritmo di controllo [173] e un brevetto [174].

Il contributo di un sistema di accumulo di energia a volano al controllo della frequenza del sistema eolico-idroelettrico di El Hierro è stato affrontato nel rif. [175]. Diverse strategie di controllo sono state testate mediante simulazioni al computer. Al fine di distribuire correttamente lo sforzo di regolazione della frequenza tra i volani e le unità idroelettriche, a ciascuna tecnologia sono state assegnate bande morte di controllo diverse. I risultati presentati nel rif. [175] sottolineano che, nel sistema elettrico di El Hierro, un sistema di accumulo di energia a volano con una potenza nominale del 3% di quella della centrale di pompaggio può aiutare a ridurre significativamente l'ampiezza delle oscillazioni di frequenza causate dalla variabilità dell'energia eolica produzione, e quindi di integrare più energia eolica nel sistema elettrico. Il coordinamento di un impianto di accumulo di energia a supercondensatore e di un impianto idroelettrico ad acqua fluente dotato di un generatore di induzione a doppia alimentazione per fornire la regolazione della frequenza è stato studiato in rif. [176]. Si presumeva che l'impianto di accumulo di

energia a supercondensatore fornisca una risposta inerziale virtuale, mentre si presumeva che l'impianto idroelettrico fornisca una regolazione della frequenza. I risultati presentati nel documento hanno dimostrato i benefici, in termini di qualità della frequenza, che la fornitura di una risposta inerziale con sistemi di accumulo di energia ad azione rapida e regolazione della frequenza con unità di generazione medio-veloce può apportare all'EPS. La risposta inerziale virtuale fornita dai sistemi di accumulo di energia ad azione rapida aiuta a ridurre (in valori assoluti) il tasso di variazione della frequenza del sistema). Pertanto, le unità di generazione medio-veloce sono in grado di contenere la deviazione di frequenza all'interno di una banda più stretta.

Il sistema di generazione di energia dell'isola di Flores, nell'arcipelago delle Azzorre, è composto da 4 piccole unità idroelettriche, 2 generatori eolici e 4 generatori diesel e un volano [177]. Anche se a nostra conoscenza non esiste un coordinamento esplicito tra le unità idroelettriche e il volano, riteniamo che valga la pena menzionare un sistema di generazione di energia così unico.

L'International Hydropower Association (IHA) stima che alla fine del 2017 la capacità idroelettrica totale installata nel mondo (compreso l'accumulo mediante pompaggio) fosse di 1267 GW [178]. Supponendo che ogni impianto idroelettrico esistente e impianto di pompaggio (PSPP) fosse integrato da uno stoccaggio rapido di energia con, ad esempio, il 5% della capacità idroelettrica installata, dovrebbero essere prodotti nuovi 65 GW di sistemi di stoccaggio rapido dell'energia, distribuiti tra diverse migliaia di progetti, installato e messo in servizio in tutto il mondo. Ciò contribuirebbe sicuramente a creare interessanti opportunità di

mercato ea rafforzare la competitività di un ampio numero di agenti.

7.2 . Accumulo di energia idroelettrica sottomarina Under

Un'importante limitazione di PHES è che può essere sviluppato solo in luoghi geograficamente idonei. L'accumulo di energia idroelettrica sottomarina (UPHES) è un nuovo concetto di accumulo pompato in cui il serbatoio superiore è il mare stesso e il serbatoio inferiore è un deposito cavo (o un insieme di) situato sul fondo del mare. L'acqua di mare che entra nel deposito aziona una turbina e genera elettricità. Il deposito viene svuotato pompando nuovamente l'acqua in mare, immagazzinando così parte dell'energia elettrica consumata sotto forma di energia potenziale. Il concetto è stato concepito con l'obiettivo di ampliare il numero di potenziali sedi per il PSPP. Il principio di funzionamento di UPHES è riassunto in [Fig. 9](#) .

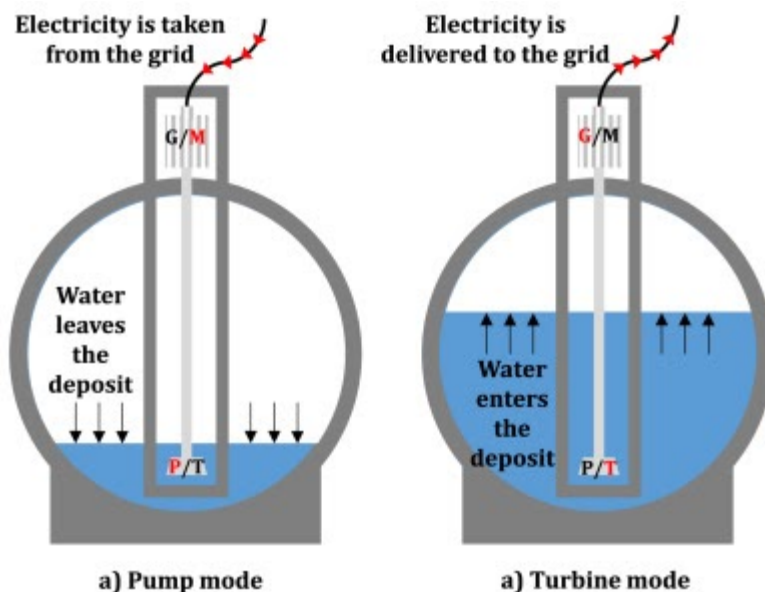


Figura 9 . Principio di funzionamento di UPHES. Fonte: compilazione degli autori.

La fattibilità tecnica dell'UPHES è stata analizzata per la prima volta da un gruppo di ricerca del Massachusetts Institute of Technology (MIT) tra il 2008 e il 2011 [179]. A tal fine, il gruppo di ricerca ha costruito un deposito sferico in calcestruzzo con un diametro interno di 75 cm, dotato di una micropompa e di una microturbina rispettivamente di circa 125 e 400 W. L'unità di prova è stata testata con successo sia in modalità turbina che pompa con e senza linea di sfiato (cioè un tubo dall'interno all'esterno della sfera volto a mantenere la pressione all'interno della sfera vicino alla pressione atmosferica). I test hanno mostrato che senza la linea di sfiato l'energia immagazzinata per capacità di volume e la potenza erogata sia dalla turbina che dalla pompa aumentano. Tuttavia, la potenza in uscita varia in modo significativo con la pressione interna. La Spagna è stata identificata nel rif. [179] come posizione con la più ampia area adatta per l'installazione di UPHES.

Il concetto UPHES è stato recentemente portato a un TRL 5/6 nell'ambito del progetto Storing Energy at the Sea (StEnSea) [180]. La fattibilità tecnico-economica dell'UPHES è stata affrontata nella prima fase del progetto StEnSea. I principali parametri di progettazione del sistema sono stati definiti dai risultati dello studio di fattibilità tecnico-economica, ovvero: materiale, posizione, forma, dimensioni e capacità di potenza installata di ciascun deposito. Le condizioni per i potenziali siti sono state descritte nel rif. [181] e comprendono una profondità dell'acqua compresa tra 600 e 800 m, una pendenza del fondale non superiore a 1° e una distanza dalla rete elettrica/basi di manutenzione/basi di installazione inferiore a 100/100/500 km. È stata proposta anche una pompa di alimentazione più piccola da utilizzare al posto della linea di sfiato per evitare la cavitazione in modalità pompa [182]. Sfortunatamente, i risultati dello studio di

fattibilità tecnico-economica hanno dimostrato che l'arbitraggio dei prezzi nel mercato spot dell'elettricità tedesco non garantisce la fattibilità economica di UPHES.

Secondo il Rif. [182], la potenziale capacità di stoccaggio dell'energia disponibile (tecnica) nei primi 10 paesi in Europa/nel mondo è di 166,2/817,3 TWh. Spagna e Italia sono i due Paesi europei con il maggior potenziale. Nella seconda fase di StEnSea è stato installato un modello in scala 1:10 a 100 m di profondità nel lago di Costanza. È stato testato con successo per un periodo di 4 settimane alla fine del 2016 [183].

Oltre ai progetti di ricerca sopra menzionati, vale la pena menzionare la ricerca svolta presso la Chalmers University of Technology [184] e l'Università tecnica di Madrid [185]. La valutazione della fattibilità economica di UPHES in Danimarca [184] ha mostrato che l'arbitraggio dei prezzi nel mercato spot dell'elettricità non garantisce la fattibilità economica di UPHES. La ricerca presentata in Ref. [185] ha fatto un passo avanti rispetto a [184] e ha valutato la fattibilità economica dell'UPHES in Spagna, considerando la partecipazione del sistema sia nel mercato dell'elettricità spot che nel mercato delle riserve di contenimento delle frequenze, portando a conclusioni simili a quelle dei rif. [181 , 184]: le attuali condizioni di mercato in Spagna rendono irrealizzabile l'investimento in UPHES. L'analisi di [185] ha seguito la metodologia utilizzata in rif. [186] per calcolare il costo livellato dell'energia (LCOE) fornito da UPHES e il costo livellato netto di stoccaggio (LCOS) e ha concluso che UPHES è pienamente competitivo con lo stoccaggio di energia ad aria compressa (CAES) e il PSPP convenzionale.

8 . Sviluppo tecnologico nell'energia idroelettrica su piccola scala

Lo sviluppo di nuove centrali idroelettriche su larga scala è una sfida principalmente, a causa degli impatti ambientali della costruzione di dighe che ne ostacolano l'autorizzazione. L'energia idroelettrica su piccola scala è generalmente più rispettosa dell'ambiente e può potenzialmente offrire una soluzione energetica pulita alternativa nel mercato variabile dell'elettricità. L'attuale quadro politico e operativo per il piccolo idroelettrico non garantisce condizioni economiche sostenibili con un periodo di ammortamento favorevole [187]. Anche le tecnologie di gestione e controllo ottimizzate [188] e il funzionamento combinato degli impianti con altre tecnologie energetiche come il fotovoltaico [189] potrebbero aumentare la sua redditività.

Il piccolo idroelettrico svolge un ruolo importante nelle strategie di mini-reti e di elettrificazione rurale, particolarmente importanti nei paesi in via di sviluppo le mini-reti [191 , 192] sostengono le attività economiche nelle aree remote [188 , 189].

8.1 . Nuovi progetti di macchine idrauliche a gravità

Nel campo della microenergia idroelettrica, esiste un potenziale non sfruttato con bassi dislivelli (pochi metri) disponibile nei fiumi, nei canali di irrigazione e nei siti di vecchi mulini [193 , 194]. Le tecnologie esistenti non sono sempre convenienti su tali scale [195 , 196], specialmente per potenze inferiori a 50 kW. I recenti progressi nei convertitori di energia idroelettrica a gravità (coclee idrodinamiche e ruote idrauliche a gravità) hanno migliorato la loro redditività; il loro impatto ambientale, in particolare sulle

popolazioni ittiche, è minimo [197] e la loro efficienza è interessante.

Le ruote idrauliche a gravità sono state ampiamente testate in termini di recenti progetti scientifici [198 , 199]. Si distinguono in (i) overshoot [200]; (ii) ruote idrauliche a seno [201] (iii) e prognatismo, a seconda delle differenze di prevalenza e della portata massima per metro di larghezza [194]. L'efficienza idraulica massima delle macchine a gravità può superare l'80% [202] ma i valori tipici dell'efficienza globale vanno dal 50 al 70%. Il costo delle ruote idrauliche è del 33-60% di quello delle turbine Kaplan e inferiore a quello delle viti idrodinamiche [197]. Le ruote idrauliche sono vantaggiose quando è possibile riqualificare strutture civili esistenti come i vecchi mulini ad acqua, diventando attraenti luoghi educativi, turistici e ricreativi.

Il sistema della presa di forza (PTO) è un aspetto importante da migliorare. La velocità di rotazione delle ruote idrauliche è generalmente bassa e richiede un cambio per adattarsi alla frequenza del generatore. Ciò si traduce in una presa di forza molto costosa. Sono stati condotti lavori preliminari per superare questo deficit, testando un nuovo sistema di trasmissione [203], perché i generatori a magneti permanenti potrebbero essere utilizzati in queste situazioni, ma richiedono un'elettronica di potenza ragionevolmente complessa [204]. Un ulteriore approccio ha testato l'utilizzo di strutture di afflusso regolabili che possono essere gestite in funzione della portata. Alcuni studi sono già stati effettuati per ruote idrauliche a gravità [194 , 205]. Tali approcci sono stati testati in laboratorio [201] dove è stato testato un modello di una ruota idraulica esistente per il seno (Fig. 10) in scala 1:2 (somiglianza di Froude).



Figura 10 . Ruota idraulica al seno a Verolengo, Italia e il suo modello di laboratorio 1:2 [201]. Fonte: compilazione degli autori.

Le nuove ruote idrauliche in fase di sviluppo, ancora in fase di prototipo, includono la macchina a pressione idrostatica (HPM) e la ruota idraulica a turbina (TWW). L'HPM è una ruota idraulica che può essere utilizzata in acqua corrente, senza alcuna caduta del canale, raggiungendo un'efficienza idraulica del 60-65%. L'HPM genera un aumento della profondità dell'acqua a monte. Questo crea una forza idrostatica sulle pale che compensa i bassi livelli di energia cinetica [206 , 207].

Il TWW rappresenta una ruota idraulica che può essere utilizzata per le differenze di prevalenza di una ruota idraulica per esubero (fino a 6 m) e le portate di una ruota idraulica per egnanza (pochi $\text{m}^3 \text{s}^{-1}$). Esperimenti preliminari sono stati condotti con un prototipo su piccola scala (diametro ruota 30 cm, scala $< 1:10$), indicando una corrente TRL 4 [208].

8.2 . Progettazione avanzata e funzionamento di pompe come turbine

Le pompe come turbine (PAT) sono pompe idrauliche che funzionano in modo inverso come turbine, producendo così energia anziché consumarla per mezzo di un motore a induzione collegato che funziona da generatore [209]. In Fig. 11 è mostrato un PAT centrifugo standard collegato ad un torsionometro e generatore di induzione. Le pompe idrauliche sono prodotte in serie a livello globale e i principali vantaggi della loro applicazione come turbine includono dimensioni compatte, tempi di consegna brevi, facile manutenzione e disponibilità di pezzi di ricambio e costi di installazione ridotti [[210] , [211] , [212] , [213] , [214]].



Figura 11 . Banco di prova idraulico per valutare le prestazioni di Pumps as Turbines al Trinity College Dublin nell'ambito del progetto Dwr Uisce: a) vista della turbina assemblata, del torsionmetro in linea e del generatore a induzione; b) vista d'insieme con flussometro, valvola di regolazione e manometri per la lettura della pressione.
Fonte: compilazione degli autori.

Rispetto alle turbine convenzionali, il costo è 5-10 volte inferiore [215]. Ciò è particolarmente significativo nel contesto degli impianti di microenergia idroelettrica con potenza installata

inferiore a 100 kW, dove tipicamente il 35% del costo totale dell'impianto corrisponde all'acquisto dell'unità turbogeneratore [216 , 217]. Allo stesso tempo, però, l'uso dei PAT comporta alcuni inconvenienti:

vii.minor rendimento idraulico di picco rispetto ad una turbina convenzionale;

ix.una generale mancanza di dati prestazionali forniti dai produttori;

X.incertezze di progettazione e rischi associati per progettisti e utenti;

xi.la mancanza di dispositivi di regolazione incorporati (es. cancelletti, lame a passo mobile) si traduce comunemente in scarse prestazioni a carico parziale.

Nonostante i vantaggi associati all'uso dei PAT, la loro quota nel mercato delle turbine idroelettriche è stata finora trascurabile. Ciò è in parte attribuibile alla mancanza di conoscenza o interesse sull'argomento da parte dei produttori di pompe e delle società di consulenza idroelettrica (punto ii), e in parte alle poche sfide tecniche ancora da affrontare per quanto riguarda la progettazione e il funzionamento della PAT (parte iii). In effetti, l'attuale livello di prontezza tecnologica della tecnologia PAT è stimato a TRL-4 a causa della conoscenza limitata delle caratteristiche di progettazione e funzionamento delle pompe invertite [218].Finora, gli schemi esistenti basati su PAT presentano tipicamente una potenza nominale inferiore a 20 kW,

anche se esistono alcuni esempi di installazioni più grandi [219]. Il campo di applicazione più eccezionale dei PAT è l'alimentazione di progetti di elettrificazione rurale off-grid in aree remote, dove non sono disponibili fornitori di turbine idroelettriche locali [209 , 220 , 221] e il recupero di energia nelle reti idriche pressurizzate [222].

Le principali direzioni di ricerca sul tema delle PAT possono essere raggruppate in 4 temi:

un. Il primo mira a una migliore previsione delle prestazioni dei PAT e a ridurre le incertezze di progettazione prevedendo in modo affidabile le curve caratteristiche di qualsiasi macchina rispetto al loro comportamento noto come pompe. Gli sforzi principali puntano verso lo sviluppo di metodi numerici basati su dati empirici da pompe/PAT testati o il perfezionamento e la convalida di modelli CFD [[223] , [224] , [225] , [226] , [227]].

b. Un secondo argomento mira a migliorare il controllo degli impianti PAT in condizioni di portata e prevalenza variabili, tipiche delle reti di acqua potabile e di irrigazione. Tali metodi si basano o su dispositivi meccanici come valvole automatizzate e condotti di bypass idraulico (regolazione idraulica), sull'adozione di un azionamento a velocità variabile (regolazione elettrica) o su una combinazione di entrambi (regolazione idraulico-elettrica) [[228] , [229] , [230]]. Le operazioni intermittenti sono una soluzione progettuale studiata [130] con un'applicazione limitata negli schemi idroelettrici [222].

c. La modifica della geometria PAT per migliorare le prestazioni di una pompa quando utilizzata come turbina è una terza area

tematica. Ciò include misure come l'arrotondamento della ventola di ingresso e l'ingrandimento dell'occhiello di aspirazione [231];

d. In una quarta area tematica, i PAT sono abbinati a tipi e configurazioni di generatori innovativi diversi dagli alternatori a induzione, come generatori a induzione a magneti permanenti o autoeccitati [232].

L'obiettivo finale è produrre una metodologia di progettazione che porti a un'applicazione più ampia di tali unità per sfruttare un potenziale significativo altrimenti dissipato. Per ovviare alla mancanza di dati sulle prestazioni, uno studio recente propone un metodo statistico per ottenere le caratteristiche della modalità della turbina dai dati del produttore della pompa [233]. Oltre all'ambiente accademico, esempi di attività commerciali di ricerca e sviluppo includono soluzioni per l'utilizzo di PAT nelle reti idriche sviluppate da EPFL/HES Wallis in termini di progetto DuoTurbo [234] Tecnoturbines nell'UE [235], Rentricity negli Stati Uniti [236] e un centrale elettrica containerizzata chiavi in mano modulare basata su PAT [237].

8.3 . Valutazione del potenziale idroelettrico nelle infrastrutture esistenti

Il potenziale idroelettrico non sfruttato risiede nelle piccole dighe esistenti sviluppate nelle aree rurali-agricole per soddisfare varie esigenze non legate alla produzione di energia come l'irrigazione, la fornitura di acqua potabile [190] o la mitigazione delle inondazioni [238]. La costruzione di dighe e le opere civili necessarie costituiscono fino al 60% del costo di capitale del nuovo idroelettrico [238]. Di conseguenza, la trasformazione di tali

dighe in impianti idroelettrici, quando possibile, comporta tipicamente una frazione del costo e del tempo totali.

La prima valutazione su larga scala di tale potenziale è stata condotta negli Stati Uniti [239], e l'analisi influente ha rivelato che la trasformazione delle dighe non alimentate (NPD) statunitensi potrebbe aggiungere fino a 12 GW di capacità idroelettrica. L'analisi in rif. [240] ha stimato il potenziale in NPD degli stati dell'Africa subsahariana a 243,5 MW. Ad oggi, un'analisi simile non è stata eseguita per gran parte del mondo, ostacolando l'identificazione degli NPD vantaggiosi di prim'ordine.

9 . L'energia idroelettrica amica dei pesci

Le caratteristiche ambientali ed ecologiche delle centrali idroelettriche sono state oggetto di numerosi progetti di ricerca. L'obiettivo di questi progetti è stata la popolazione ittica, la progettazione di turbine adatte ai pesci e lo sviluppo di cuscinetti lubrificati ad acqua nelle turbine per mitigare il rischio di inquinamento dell'acqua. Le attività di ricerca relative alle sfide legate all'acqua come garantire i flussi ambientali necessari per consentire la conservazione ecologica e le interazioni del nesso acqua-energia-ecosistema eccedono lo scopo del presente articolo in quanto non sono di natura puramente tecnologica.

Sebbene l'energia idroelettrica sia la più grande fonte di elettricità pulita, le centrali idroelettriche possono generare effetti negativi sugli ecosistemi. Consentire la migrazione dei pesci è di primaria importanza nella conservazione dell'ecosistema, specialmente durante il periodo biologico di riproduzione e migrazione. Con l'obiettivo di ridurre al minimo la mortalità indotta dalle turbine delle popolazioni ittiche migratorie a valle, nella progettazione

delle centrali idroelettriche viene adottato un approccio eco-idraulico. Contrariamente alle turbine convenzionali, le turbine a gravità a bassa prevalenza (ruote idrauliche, eliche idrodinamiche) sono considerate adatte ai pesci. Tuttavia, queste turbine possono essere impiegate solo in siti con prevalenza molto bassa. Pertanto, sono state sviluppate due strategie per l'energia idroelettrica ad alta prevalenza: strutture per il passaggio dei pesci e turbine adatte ai pesci.

9.1 . Passaggi di pesce

I passaggi per pesci sono strutture idrauliche che consentono la migrazione dei pesci a monte ea valle quando una diga impedisce la loro migrazione [241]. La loro applicazione risale già ad alcuni decenni nel passato [242] ed è considerata un sottosistema tecnologicamente maturo. Esempi classici di passaggi per pesci sono le scale per pesci a fessura verticale [243] costituite da un canale con pendenza tipica del letto compresa tra il 5% e il 10%, con vasche separate da setti trasversali. Tuttavia, le scale per pesci non sono adatte alla migrazione dei pesci a valle, perché i pesci tendono a seguire il flusso del fiume principale, cioè il flusso che scorre attraverso la turbina.

Nonostante l'alto TRL dei passaggi dei pesci, analisi recenti mostrano che la maggior parte di essi non è eco-efficiente. In molti casi le specie fluviali non sono in grado di utilizzarli [241 , 244]. L'interazione tra popolazioni ittiche e passaggi è un fenomeno complesso e i progetti ottimali dovrebbero considerare il comportamento dei pesci e la reazione dei pesci agli stimoli esterni provenienti dal campo di flusso turbolento e idraulico [245 , 246]. Da un punto di vista ingegneristico, è ancora necessario comprendere meglio la progettazione ottimale del passaggio dei

pesci in relazione alla capacità di nuoto dei pesci e determinare le posizioni più adatte per installare il loro ingresso/uscita.

I passaggi ittici adottati per la migrazione a valle sono generalmente diversi dalla scala ittica utilizzata per quella a monte. Di conseguenza, vengono posti degli schermi prima della turbina per impedire l'ingresso dei pesci e deviarli verso il passaggio. Tali schermi inducono perdite di carico, ovvero una riduzione della potenza erogata dall'impianto idroelettrico. Gli autori in Rif. [[244](#)] sottolineano la necessità di condurre indagini approfondite sulla complessa interazione tra i pesci e tali strutture.

I recenti sforzi scientifici si sono anche concentrati sulla comprensione delle relazioni tra ambienti idraulici turbolenti e comportamento animale nelle vie dei pesci per migliorare l'attrazione, l'approccio, l'ingresso e il passaggio per più specie [[247](#)].

9.2 . Design della turbina adatto ai pesci

Al fine di superare i limiti dei passaggi dei pesci, i recenti sforzi di ricerca e sviluppo si sono concentrati sullo sviluppo di turbine adatte ai pesci per stazioni idroelettriche a prevalenza relativamente elevata. Di conseguenza, sono state introdotte la turbina Alden e la turbina Minimum Gap Runner. La turbina Alden lavora specificamente con dislivelli fino a 25 m.

La turbina Alden è un design relativamente nuovo per una turbina adatta ai pesci. Ha solo tre lame per ridurre la mortalità dei pesci avvolti attorno all'asta che ruota attorno ad un asse verticale. Presenta inoltre una velocità di rotazione più lenta (120 giri/min

nel modello) rispetto alle tecnologie a turbina convenzionali. La turbina Alden è stata inizialmente concettualizzata e testata utilizzando CFD ed esperimenti su scala pilota nel laboratorio di ricerca di Alden [248]. È stato sviluppato e testato un modello fisico (scala 1:8.71). I risultati indicano che commercialmente dovrebbe consentire un'efficienza idraulica massima del 93,6% e tassi di sopravvivenza del passaggio dei pesci del 98% o superiori per pesci inferiori a 20 cm [249].

La turbina Minimum Gap Runner (MGR) è una modifica della turbina Kaplan. Il suo design riduce gli spazi tra la pala del pattino regolabile e il mozzo, nonché tra le lame e l'anello di scarico. Queste modifiche hanno comportato una riduzione del danno e della mortalità dei pesci e un miglioramento dell'efficienza della turbina [249].

10 . Conclusioni

Il presente articolo raccoglie informazioni sulle sfide, le tendenze dell'innovazione e le tecnologie idroelettriche emergenti. Riguarda principalmente progetti di ricerca europei relativi a vari aspetti dell'energia idroelettrica. Gli impianti idroelettrici sono sistemi complessi che impiegano un ampio spettro di metodi e (sub)tecnologie che collegano la conoscenza di diverse discipline scientifiche. Questo lavoro è un tentativo di analizzare questi aspetti in modo integrato. Di conseguenza, copre le tipiche ricerche di tecnologia meccanica relative ai componenti idroelettrici presentando anche lo stato di avanzamento delle applicazioni sperimentali e di laboratorio. Comprende anche aspetti legati ai generatori e alle apparecchiature elettriche, elemento vitale delle centrali idroelettriche. Viene inoltre presentata la necessità emergente di digitalizzare la progettazione

e il funzionamento dell'energia idroelettrica. La trasformazione digitale dell'energia idroelettrica dovrebbe rivoluzionare il modo in cui operano le centrali idroelettriche nuove ed esistenti, soprattutto considerando che, finora, il settore idroelettrico, un settore relativamente conservativo, non ha adottato gli ultimi progressi del settore della tecnologia dell'informazione (IT). Sono stati inoltre presentati nuovi concetti di stoccaggio dell'energia idroelettrica e operazioni ibride che includono progetti radicalmente nuovi. Tuttavia, la ricerca e lo sviluppo dell'energia idroelettrica si concentrano anche su miglioramenti e adattamenti di tecnologie esistenti da molto tempo. È il caso della ricerca relativa all'energia idroelettrica su piccola scala; ulteriori miglioramenti consentiranno una maggiore efficienza, redditività economica e interventi e impatti ambientali ridotti. il settore idroelettrico, un settore relativamente conservatore, non ha adottato gli ultimi progressi del settore della tecnologia dell'informazione (IT). Sono stati inoltre presentati nuovi concetti di stoccaggio dell'energia idroelettrica e operazioni ibride che includono progetti radicalmente nuovi. Tuttavia, la ricerca e lo sviluppo dell'energia idroelettrica si concentrano anche su miglioramenti e adattamenti di tecnologie che esistono da molto tempo. È il caso della ricerca relativa all'energia

idroelettrica su piccola scala; ulteriori miglioramenti consentiranno una maggiore efficienza, redditività economica e interventi e impatti ambientali ridotti. D si concentra anche su miglioramenti e adattamenti nelle tecnologie che esistono da molto tempo. È il caso della ricerca relativa all'energia idroelettrica su piccola scala; ulteriori miglioramenti consentiranno una maggiore efficienza, redditività economica e interventi e impatti ambientali ridotti. D si concentra anche su miglioramenti e adattamenti nelle tecnologie che esistono da molto tempo. È il caso della ricerca relativa all'energia idroelettrica su piccola scala; ulteriori miglioramenti consentiranno una maggiore efficienza, redditività economica e interventi e impatti ambientali ridotti. Per quanto riguarda i componenti dell'energia idroelettrica, si prevede che i progressi e le scoperte nell'informatica e nell'automazione daranno forma al futuro dell'energia idroelettrica. In tale direzione, la gestione degli impianti idroelettrici guarda già a capacità avanzate di automazione e controllo. A causa dei mercati dell'elettricità europei rimodellati e della loro liberalizzazione in corso, il funzionamento dell'energia idroelettrica deve considerare diversi mercati (ad esempio, spot, bilanciamento, riserva di frequenza) nella sua programmazione. Ciò comporta un onere computazionale significativo e l'analisi dei big data, una sfida comune a molti settori. Ciò include simulazioni e modelli (quasi) in tempo reale per rispondere a specifiche richieste di servizi ausiliari. Si prevede inoltre che l'uso di algoritmi sofisticati, tecniche di simulazione e ottimizzazione diventi una caratteristica regolare nel funzionamento della flotta idroelettrica.

I futuri progressi tecnologici nelle scienze ambientali avranno un impatto diretto sul modo in cui viene valutato l'impatto ecologico delle sezioni idroelettriche esistenti e nuove. La presente analisi si

è concentrata esclusivamente sugli aspetti tecnologici legati all'energia e non ha riguardato le attività di ricerca relative alle questioni idriche e ambientali. Sfide importanti come il trasporto dei sedimenti, i regimi di flusso ecologici, l'impatto sulla temperatura dell'acqua attualmente ostacolano o limitano la costruzione di nuove centrali idroelettriche. L'energia idroelettrica, quindi, affronta un certo numero di vincoli ambientali che mirano alla conservazione e al ripristino della biodiversità degli ecosistemi fluviali. Definire metodologie avanzate e più accurate per valutare gli impatti ambientali (es nel caso di flussi ambientali) è un passo importante per raggiungere un funzionamento più rispettoso dell'ambiente dell'energia idroelettrica. Una migliore comprensione dell'interazione dell'idro con gli ecosistemi ottenuta attraverso attività di ricerca nel campo dell'acqua e dell'ambiente può aiutare ad affrontare alcuni dei vincoli e – almeno in parte – supportare la mitigazione degli impatti ambientali. Tali pratiche si estendono anche ai settori della costruzione e del tunnelling. I metodi avanzati di costruzione e perforazione possono anche mitigare gli impatti ambientali e sociali dell'energia idroelettrica e in particolare la parte relativa alle opere civili (es. emissioni di gas serra durante il ciclo di vita). s l'interazione con gli ecosistemi ottenuta attraverso attività di ricerca nel campo dell'acqua e dell'ambiente può aiutare ad affrontare alcuni dei vincoli e – almeno in parte – supportare la mitigazione degli impatti ambientali. Tali pratiche si estendono anche ai settori della costruzione e del tunnelling. I metodi avanzati di costruzione e perforazione possono anche mitigare gli impatti ambientali e sociali dell'energia idroelettrica e in particolare la parte relativa alle opere civili (es. emissioni di gas serra durante il ciclo di vita). s l'interazione con gli ecosistemi ottenuta attraverso attività di ricerca nel campo dell'acqua e dell'ambiente può aiutare ad affrontare alcuni dei vincoli e,

almeno in parte, supportare la mitigazione degli impatti ambientali. Tali pratiche si estendono anche ai settori della costruzione e del tunnelling. I metodi avanzati di costruzione e perforazione possono anche mitigare gli impatti ambientali e sociali dell'energia idroelettrica e in particolare la parte relativa alle opere civili (es. emissioni di gas serra durante il ciclo di vita). Allo stesso tempo, la futura evoluzione del settore idroelettrico dovrà trarre vantaggio dai progressi delle scienze climatiche e ambientali. Il settore può beneficiare dei progressi nella raccolta e nell'analisi dei dati idrologici dei bacini idrografici. Secondo IRENA [250], il potenziale tecnico idroelettrico globale è di 15.955 TWh/anno. Considerando che la generazione globale nel 2018 è stata di 4200 TWh [251], una quantità significativa di essa rimane non sfruttata. I progressi nelle stime del tempo di percorrenza dell'acqua, l'infiltrazione delle acque sotterranee e l'evaporazione possono avere un impatto diretto sulla programmazione dell'energia idroelettrica. Fondamentali sono anche le condizioni climatiche e i loro possibili cambiamenti a breve, medio e lungo termine. La futura disponibilità di acqua è un parametro decisivo per la redditività di una centrale idroelettrica. Pertanto, anche i progressi nei dettagli, il perfezionamento e l'accuratezza delle proiezioni climatiche andranno a beneficio dell'energia idroelettrica. Ridurre o eliminare parzialmente le incertezze è molto importante, soprattutto perché l'energia idroelettrica è una tecnologia ad alta intensità di capitale che richiede una grande maggioranza dell'investimento in anticipo.



È quindi chiaro che il ruolo futuro dell'energia idroelettrica non dipende solo dai progressi tecnologici trattati nella presente analisi. Anche i progressi della conoscenza in altre discipline scientifiche sono importanti e possono potenzialmente consentire servizi migliori. La disponibilità di un portafoglio di tecnologie diverse e avanzate creerebbe sicuramente soluzioni per un numero maggiore di applicazioni.

