ASSOCIAZIONE
ITALIANA ECONOMISTI
DELL'ENERGIA
AIEE

Energia ed Economia

Bollettino di informazione - Numero 06/2022

Ottobre - Novembre 2022

Energia ed Economia

Editoriale (pag. 1)

Un Italia distratta
di G.B. Zorzoli

Approfondimenti

I trasporti e l'andamento delle emissioni nell'UE (pag. 3)
presentazione dello studio *Enerdata:Transport emissions trends in the EU: Which factors? What are their impacts on a 30-year period*? (*di: Aurélien BIGO, Ariane BOUSQUET, Bruno LAPILLONNE e Laura SUDRIES)*

Prendere due piccioni con una fava (pag. 12)
di Fereidoon Sioshansi

Il gas in Europa ed il ruolo del GNL (pag. 17)
di Vittorio D'Ermo

Osservatorio energia AIEE (pag. 12)

L'Europa trova finalmente una linea comune (pag. 20)
di Vittorio D'Ermo

Notizie dal mondo (pag. 23)

Notizie dall'Italia (pag. 51)

Un Italia distratta

di G.B. Zorzoli

I governi italiani detengono un record che non ha certamente giovato alla continuità nella gestione della cosa pubblica: dal 1948 ad oggi in media sono rimasti in carica soltanto per 414 giorni. Eppure, malgrado la loro precarietà e le differenti colorazioni politiche, hanno avuto in comune la scarsa attenzione per le decisioni politiche che, a partire dal 1951, con la costituzione della Comunità europea del carbone e dell'acciaio, fino ad arrivare nel 1992 al varo dell'Unione europea, state prese a livello comunitario, con impatti via via crescenti sul sistema economico e sociale del nostro paese.

Disattenzione che ha riguardato anche il personale italiano presente nell'organizzazione comunitaria. Emblematica la risposta di un nostro connazionale a una mia critica: ho un capo tedesco, il nostro governo mi ha dimenticato, se voglio fare carriera devo seguire le sue indicazioni. Situazione confermata da un altro italiano con un ruolo rilevante a Bruxelles, il quale si era opposto a una decisione che avrebbe danneggiato il nostro paese: malgrado le sollecitazioni ricevute, il governo italiano lasciò che il malcapitato fosse messo alla porta.

Inoltre, non mi risulta che il Consiglio dei ministri abbia mai dedicato una riunione ad hoc sulle questioni all'ordine del giorno a Bruxelles, come invece accade con una certa frequenza in altri Stati membri.

Questa pluridecennale disattenzione degli esecutivi trova però riscontri nella realtà del paese. Le scelte politiche dell'UE sono state quasi sempre ignorate nei programmi elettorali dei partiti, perché evidentemente ritenute ininfluenti sull'esito del voto, malgrado per molti anni nei sondaggi la maggioranza degli interrogati si dichiarasse europeista. Gli stakeholder e le organizzazioni che li rappresentano hanno di norma esercitato pressioni sul governo, dopo che indirizzi comunitari ritenuti dannosi erano stati resi pubblici, senza cercare di porvi rimedio ex ante, con un'esplicita e continuativa sollecitazione nei confronti dell'esecutivo, perché svolgesse un ruolo proattivo a Bruxelles.

Il ricorrente tentativo di chiudere la porta della stalla quando, se non tutti, alcuni buoi erano già scappati, ha generato un proprio metalinguaggio. Ad esempio, si invoca la neutralità tecnologica invece di pretendere la par condicio.

Se valesse sempre e comunque, il rispetto della neutralità tecnologica autorizzerebbe tuttora l'utilizzo dell'amianto in edilizia, messo invece fuori legge perché agente cancerogeno, decisione presa a valle di un acceso dibattito tra le opposte esigenze della prevenzione sanitaria e della salvaguardia di attività economico-produttive.

Anche diverse decisioni proposte dalla Commissione europea e poi recepite, con eventuali modifiche, dall'Europarlamento e dal Consiglio europeo, sono state prese confrontando i vantaggi energetico-ambientali e il loro impatto economico-sociale.

Ebbene, nella proposta del Green Deal europeo, presentata a novembre 2019, erano già esplicitati alcuni dei capisaldi del pacchetto "Fit for 55", come l'inasprimento e l'estensione degli ETS e il Carbon Adjustment Mechanism, mentre altri sono stati precisati nei venti mesi che hanno preceduto la presentazione del pacchetto a luglio 2021. Un tempo sufficiente per prese di posizione e tempestivi interventi del governo italiano e di sollecitazioni in tal senso da parte degli stakeholder. La par condicio nel processo decisionale di Bruxelles la si conquista infatti solo se ci si muove subito, con una strategia coerente e soprattutto in grado di incontrare il consenso di altri Stati membri.

Così non è stato e anche tra gli stakeholder non sono mancati ritardi o inadeguate pressioni sull'esecutivo.

Nell'esaminare criticamente le decisioni comunitarie si tende però a preferire ancora l'uso del metalinguaggio, senza mai menzionarne la causa prima.

Eppure, non servono le tre coincidenze necessarie a Poirot per avere una prova. Ne basta una: il primo annuncio del Green Deal europeo, che innalza al 55% il taglio delle emissioni climalteranti al 2030, è dato a novembre 2019 dalla presidente della Commissione europea von der Leyen, giusto un mese prima dell'entrata in vigore della legge tedesca sul cambiamento climatico (12 dicembre 2019) contenente lo stesso obiettivo.

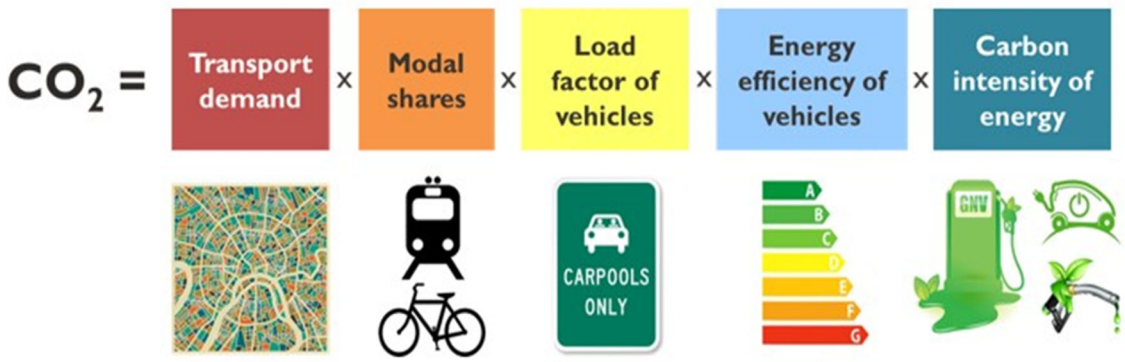
Coincidenza che potrebbe ripetersi. A seguito di una sentenza della Corte costituzionale, che aveva giudicato il taglio del 55% delle emissioni insufficiente per garantire il tempestivo raggiungimento della neutralità climatica, il Parlamento tedesco ha infatti emendato la legge nazionale sul clima, portandolo al 65% entro il 2030. Obiettivo realizzabile adottando le indicazioni a lungo termine del pacchetto RepowerEU. Ma nessuno, in Italia, sembra preoccuparsene.

I trasporti e l'andamento delle emissioni nell'UE

Quali fattori? Qual è il loro impatto su un periodo di 30 anni?

L'Unione Europea ha fissato ambiziosi obiettivi di decarbonizzazione per il 2030 e il 2050. Considerando che i trasporti siano l'unico settore ad aver aumentato le proprie emissioni di CO_2 dal 1990, è fondamentale capire la loro evoluzione, al fine di identificare meglio quali misure possono essere adottate per accelerare la decarbonizzazione.
Questo articolo valuta il contributo di cinque fattori principali all'evoluzione storica del problema delle emissioni di CO_2 nei trasporti: domanda di mobilità, quote modali (la percentuale di spostamenti con un certo tipo di mezzo di trasporto), fattore di carico del veicolo, efficienza energetica dei veicoli e decarbonizzazione energetica (la diminuzione dell'intensità di carbonio).

Figura 1: **Cinque fattori della decarbonizzazione dei trasporti**



Fonte: Bigot, 2020

Metodologia

L'analisi di decomposizione viene applicata all'UE nel periodo 1995-2019 e copre il trasporto di passeggeri e merci. Vengono studiate le tendenze di cinque paesi europei: Francia, Germania, Italia (quando la qualità dei dati è soddisfacente), Spagna e Regno Unito. Le loro tendenze saranno discusse nel corpo principale dell'articolo mentre le cifre per ciascun paese saranno fornite nell'appendice.

Per lo schema di decomposizione del trasporto passeggeri, vengono prese in considerazione quattro modalità di trasporto: trasporto su strada individuale (compresi auto e motocicli privati), trasporto su strada collettivo (autobus e pullman), trasporto su rotaia e trasporto aereo nazionale. Per il trasporto merci vengono considerate tre modalità: trasporto su strada (merci pesanti e veicoli commerciali

leggeri), trasporto merci su rotaia e trasporto via acqua.

La tecnica di decomposizione scelta è stata il *log mean Divisia index* (*LMDI*) con la seguente equazione:

$$CO_{2,Transport} = \sum_i D \cdot \frac{D_i}{D} \cdot \frac{(C_i)}{D_i} \cdot \frac{E_i}{(C_i)} \cdot \frac{CO_{2,i}}{E_i}$$

(maggiori informazioni sul metodo in Ang, 2004; Bigo, 2020) Dove D_i rappresenta la domanda di trasporto di passeggeri o merci (passeggeri.km o tonnellate.km4) e D la domanda totale; C_i il traffico veicolare di trasporto su strada i (in veicoli.km) quando i dati sono disponibili; E_i il consumo di energia (in tonnellate equivalenti di petrolio); $CO_{2,}$i: emissioni di CO_2 (in $MtCO_2$).

Risultati della decomposizione nell'intero periodo

Tra il 1995 e il 2019 le emissioni del trasporto passeggeri sono aumentate del 12%, con un periodo di ribasso tra il 2007 e il 2013 che sarà analizzato in dettaglio in questo articolo.

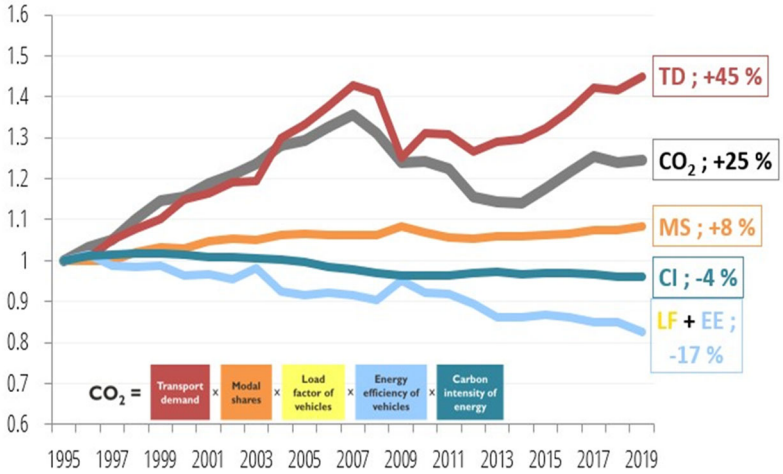
• La domanda di trasporto ha contribuito ad aumentare le emissioni del 31% in questo periodo, diventando il principale fattore responsabile della crescita delle emissioni. Vi è un relativo disaccoppiamento delle curve di domanda ed emissioni, soprattutto nel periodo 2007-2013, sebbene le due curve seguano generalmente andamenti simili.

• Allo stesso tempo, il contributo del trasferimento modale è basso, con una leggera tendenza al rialzo delle emissioni (+2%) nell'intero periodo. Il passaggio modale avviene dal trasporto pubblico su strada alle automobili e agli aerei.

• I miglioramenti dell'efficienza energetica hanno contribuito a una riduzione del 12% delle emissioni. I dettagli per alcuni paesi sulla decomposizione tra il tasso di occupazione del veicolo e l'efficienza energetica del motore mostrano che i miglioramenti dell'efficienza del motore hanno effettivamente dato un contributo maggiore, ma sono stati parzialmente compensati dal calo del tasso medio di occupazione delle auto nel periodo, nonostante il desiderio della maggior parte dei governi di facilitare il carpooling.

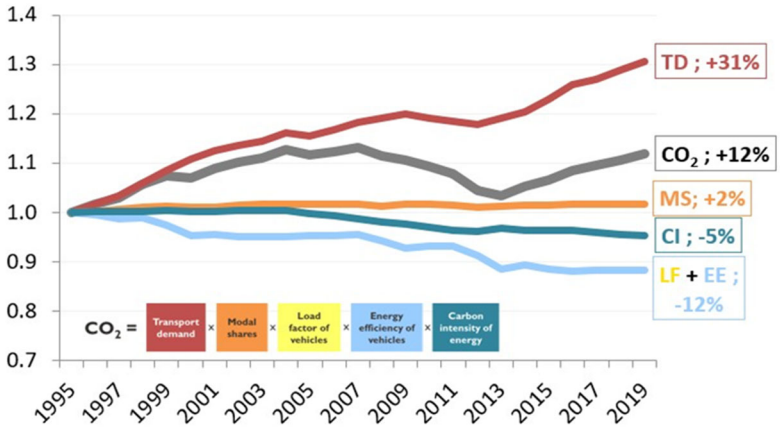
• Infine, la decarbonizzazione dell'energia ha fatto pochi progressi dal 1995, a parte lo sviluppo dei biocarburanti. Pertanto, il contributo della decarbonizzazione energetica alla riduzione complessiva delle emissioni di CO_2 rimane moderato a livello UE (-5%).

Figura 3: **Decomposizione dell'evoluzione delle emissioni di CO_2 nel trasporto merci dell'UE, dal 1995 al 2019**



Source: the calculations were made by the authors using data from the ODYSSEE database

Figura2: **Decomposizione dell'evoluzione delle emissioni di CO_2 nel trasporto passeggeri dell'UE, dal 1995 al 2019**



Source: the calculations were made by the authors using dat from the ODYSSEE database

Le emissioni del trasporto merci sono cresciute due volte più velocemente di quelle del trasporto passeggeri (+25%) in questo periodo, sebbene siano temporaneamente diminuite a seguito della crisi economica del 2007-2008:

• Anche la domanda di trasporto a livello UE ha avuto un forte impatto sull'evoluzione delle emissioni, con un aumento del +45% sull'intero periodo.

• Il cambiamento di modalità ha avuto un impatto più negativo nel trasporto merci rispetto al trasporto passeggeri, con una perdita di quote per i modi più virtuosi: -6 punti per la ferrovia (da circa il 24% al 18%) e -1,6 per le vie navigabili (al 6% nel 2019) a beneficio del trasporto su gomma. Tuttavia, l'efficienza dei trasporti è migliorata per queste diverse modalità, con un contributo complessivo del -17% nel periodo. Questi guadagni possono essere spiegati almeno in parte da fattori di carico migliorati (tonnellate trasportate per veicolo).

• Infine, come per il trasporto passeggeri, il contributo della decarbonizzazione energetica all'evoluzione delle emissioni di CO_2 è stato debole (-4%).

L'evoluzione nei tre periodi successivi

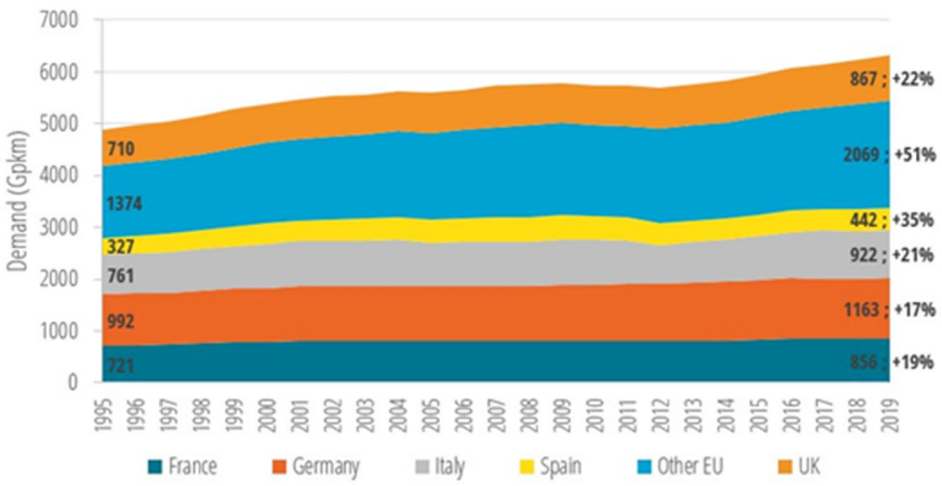
L'analisi dell'evoluzione delle emissioni nell'UE mostra 3 periodi distinti, sia per i passeggeri che per le merci, come risulta dalle figure:

- Dal 1995 al 2007, un periodo di forte crescita della domanda che ha fatto aumentare le emissioni;
- Tra il 2007 e il 2012, periodo di calo della domanda a causa della crisi economica, con lo sviluppo dei biocarburanti che contribuisce anche leggermente al calo delle emissioni;
- Infine, tra il 2012 e il 2019, la domanda e le emissioni sono nuovamente in aumento, nell'UE nel suo insieme e nella maggior parte dei paesi.

Va notato che nella maggior parte dei paesi, il fattore del cambiamento di modalità si è anche evoluto in modo più sfavorevole durante i periodi di maggiore crescita della domanda, trainati principalmente dal trasporto su strada.

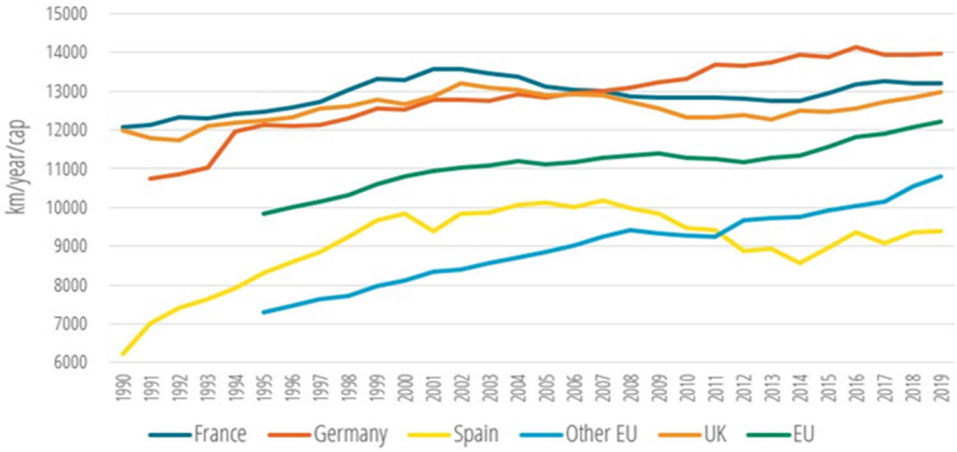
Gli andamenti di questi tre periodi sono ovviamente legati ai cicli economici e in particolare alla crisi del 2009, che è stata accompagnata da un'evoluzione più debole della domanda di trasporto, durata fino al 2012. Tali andamenti sono coerenti anche con il rincaro del petrolio in questo periodo, un elemento che ha interessato le politiche dei trasporti in tutti i paesi europei.

***Figura 4*: Evoluzione della domanda di trasporto passeggeri nell'UE e nel Regno Unito**



Source: Enerdata, ODYSSEE database

Figura 5: **I chilometri percorsi per persona all'anno, per Paese**



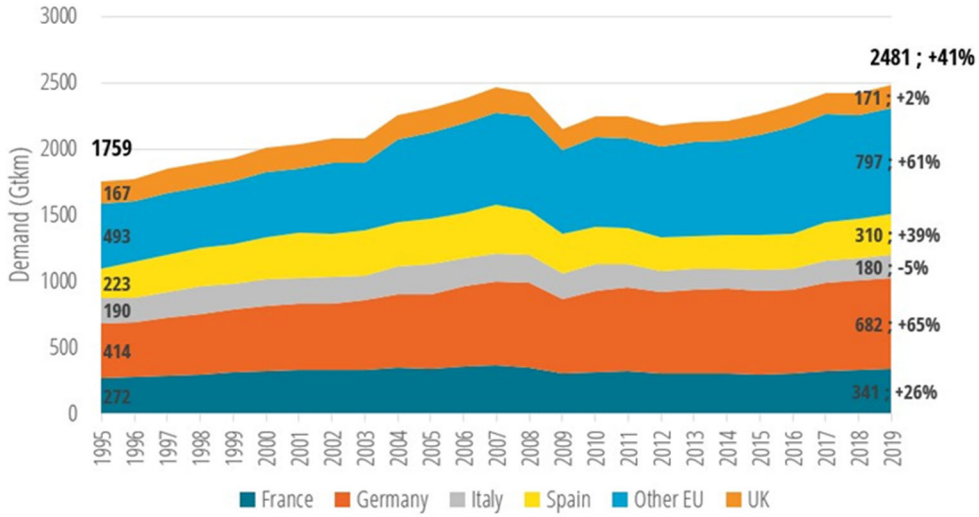
Source: Enerdata, ODYSSEE database

Una crescente domanda di trasporto

Nell'UE la domanda di trasporti è aumentata del 31% nell'intero periodo. Questa crescita si riscontra in tutti i paesi presi in esame, con circa +20% in Francia, Germania, Italia e Regno Unito, +35% in Spagna, e una crescita ancora maggiore nel resto dei paesi dell'UE (+51%).

I dati sui chilometri percorsi per persona all'anno, nei paesi specificamente analizzati in questo studio, mostrano che quest'ultima categoria ha raggiunto una media europea di circa 12.000 km all'anno.

Figura 6: **Evoluzione della domanda di trasporto merci nell'UE e nel Regno Unito**



Source: Enerdata, ODYSSEE database

La crescita è stata più forte fino all'inizio degli anni 2000 e poi dopo il 2012, mentre il periodo intermedio è stato caratterizzato da una crescita più debole o addirittura da un calo della domanda, in un contesto di crisi economica e prezzi elevati del petrolio dal 2007-2008 in poi.
La domanda di trasporto merci si misura in tonnellate-chilometro. È anche aumentato nel periodo 1995-2019, del 45% nell'UE. Questa crescita si è arrestata bruscamente con la crisi del 2008 (-13% in 2 anni) e la ripresa della crescita ha da allora riportato la domanda totale al livello del 2007.

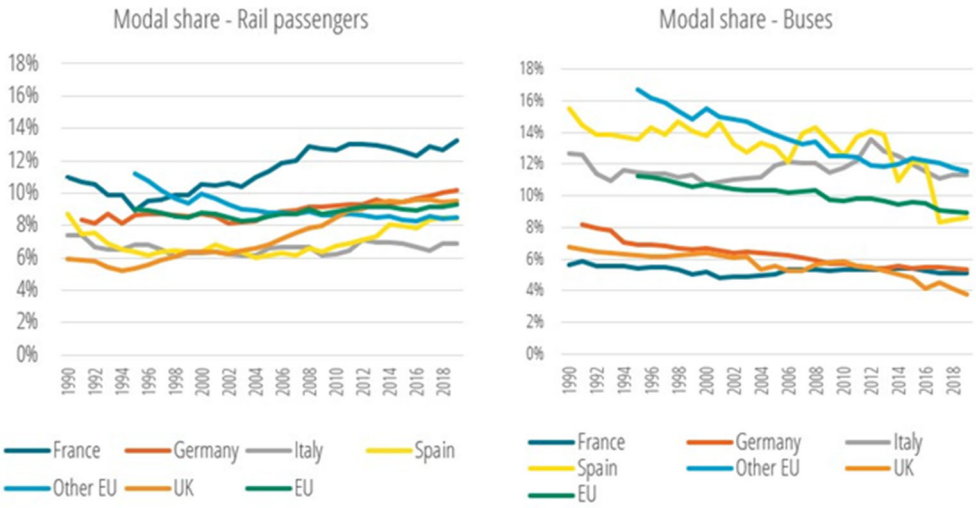
Rispetto ai passeggeri, i tassi di crescita della domanda di trasporto merci variano molto da Paese a Paese (da -5% per l'Italia a +65% per gli altri Paesi dell'UE).

Un aumento delle modalità più energivore per il trasporto passeggeri, e ancor di più per le merci

Nel complesso, il cambiamento delle abitudini dei viaggiatori non sembra essere molto significativo. Le quote relative delle vari modalità in chilometri percorsi sono rimaste abbastanza stabili, attestandosi intorno all'80% per il trasporto individuale su strada (auto e moto due ruote; +1,4% quota modale tra il 1995 e il 2019), 9% per il trasporto ferroviario (+0,3 %) e il trasporto pubblico su gomma (-2,3%), mentre il trasporto aereo nazionale ha raggiunto quasi il 2% (aumento dall'1,1% all'1,6% della quota modale, esclusa quella internazionale).
Questi bassi trasferimenti modali possono essere spiegati da una crescita complessiva in tutti i modi di trasporto: +33% per il trasporto individuale su strada, +35% per il trasporto ferroviario, +4% per autobus e autobus e +93% per il trasporto aereo. Sebbene l'intensità della crescita vari a seconda della modalità, ciò non modifica in modo significativo la ripartizione modale complessiva e in particolare la predominanza dell'auto nella mobilità europea. Per il trasporto pubblico, per la ferrovia la tendenza è stata in crescita mentre gli autobus e i pullman hanno perso quote di mercato (vedi *figura* 7).
A seconda del paese, le quote modali rimangono relativamente stabili. I cambiamenti più forti osservati sono la marcata crescita del trasporto individuale su gomma per gli altri paesi dell'UE (+8% per la quota modale al 79%, a scapito della ferrovia -3% e degli autobus -5%), il calo del trasporto pubblico su gomma in Spagna (-7%, a scapito del trasporto individuale su gomma +5% e del trasporto aereo nazionale +2%), e la crescita della ferrovia nel Regno Unito (+4%, a scapito del trasporto individuale e collettivo su strada, -3 % e -1.% rispettivamente).

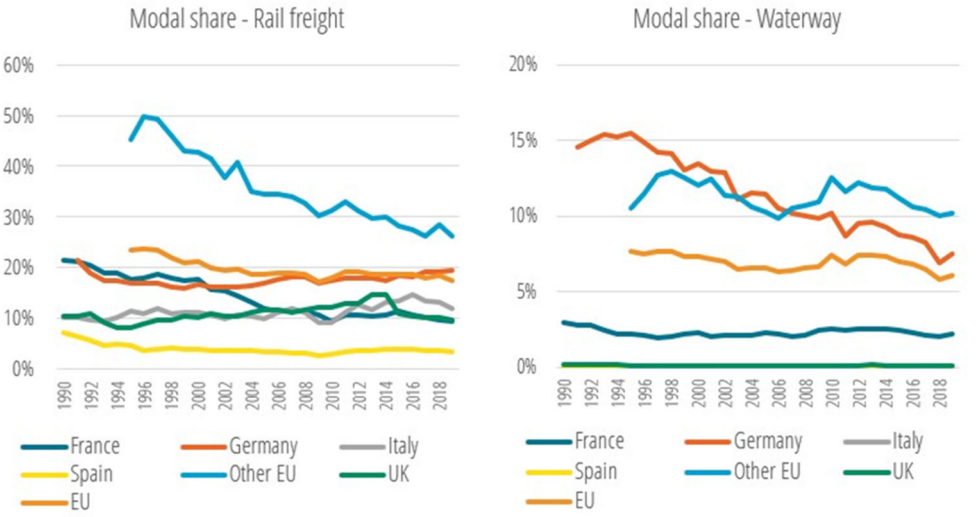
Per il trasporto merci, le quote modali della ferrovia appaiono più contrastate tra i paesi: mentre alcuni hanno una quota ferroviaria particolarmente alta o bassa (rispettivamente altri paesi dell'UE e Spagna), la maggior parte dei paesi mantiene questa quota tra il 10 e il 20%. Allo stesso modo, il trasporto via acqua rappresenta il 6%

Figura 7: **Evoluzione delle quote modali del trasporto ferroviario e collettivo su strada per i passeggeri**



Fonte: Enerdata, ODYSSEE database

Figura 8: **Evoluzione delle quote modali del trasporto merci su rotaia e per vie navigabili**



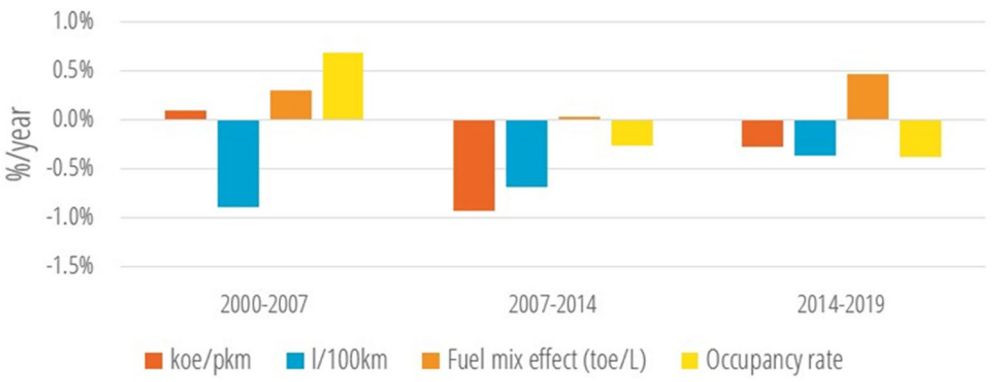
Fonte: Enerdata, ODYSSEE database

del trasporto merci nell'UE, con variazioni che vanno dalla quasi inesistenza in Italia e Spagna al raggiungimento del 10% in altri paesi dell'UE (di cui il 42% nei Paesi Bassi e il 32% in Bulgaria). Complessivamente è il trasporto su gomma ad aver guadagnato quote modali (+6%, dal 71% al 77%), a scapito principalmente del trasporto ferroviario (-5%, dal 22% al 17%) e in misura minore del trasporto via acqua misura (-1,3%, da circa 7% a 6%). Questo trasferimento modale ha contribuito all'aumento delle emissioni di CO_2 del trasporto merci, essendo l'Italia l'unica eccezione in tal senso tra i paesi studiati.

Progressi contrastati nell'efficienza energetica per periodo e per modalità

Per il trasporto passeggeri, il principale contributo al progresso dell'efficienza energetica è l'auto. Il progresso è misurato dal consumo unitario del parco auto per passeggero-chilometro e include diversi fattori:

Figura 9: **Decomposizione della variazione del consumo unitario auto per passeggero-chilometro in diversi fattori esplicativi per l'UE**



Fonte: Enerdata, ODYSSEE database

• I guadagni di efficienza energetica misurabili in termini di consumo specifico in l/100km corrispondono a miglioramenti nell'efficienza del motore e alla quota crescente di diesel (il diesel è più efficiente della benzina). Anche la variazione delle dimensioni medie dei veicoli (ad esempio, la quota di SUV).

• L'effetto fuel mix legato all'aumento della quota di gasolio nel consumo di carburante, in quanto il diesel ha un potere calorifico superiore alla benzina, e alla penetrazione dei biocarburanti.

• Il tasso di occupazione delle auto.

A seconda dell'evoluzione di questi fattori si possono distinguere tre periodi:

• Tra il 2000 e il 2007, i guadagni relativamente elevati di efficienza energetica pari in media allo 0,9%/anno sono stati compensati da:

- l'effetto del tasso di occupazione decrescente da 1,7 a 1,6 persone per vettura;
- l'effetto della miscela di carburante.

• Dal 2007 in poi, il tasso di occupazione tende a migliorare.

• Il progresso dell'efficienza del carburante è stato diviso per 2 tra i periodi 2007-2014 e 2014-2019, il che può essere spiegato dalla penetrazione dei SUV nelle vendite di auto.

• Nel periodo 2014-2019 i progressi realizzati sono parzialmente compensati dall'effetto fuel mix corrispondente alla penetrazione dei biocarburanti.

I guadagni di efficienza energetica sono abbastanza omogenei tra i paesi studiati. Ciò è dovuto alla globalizzazione del mercato dei veicoli e agli standard europei sulle emissioni delle auto nuove. Questi sono stati introdotti nel 2009 con obiettivi per il 2015 e il 2021 (rispettivamente 130 e 95gCO_2/km). Sono stati ulteriormente inaspriti nel 2020 con nuovi target per il 2025 e il 2030 (rispettivamente -15% e -37,5% rispetto al 2021) in linea con le nuove ambizioni europee del Green Deal.

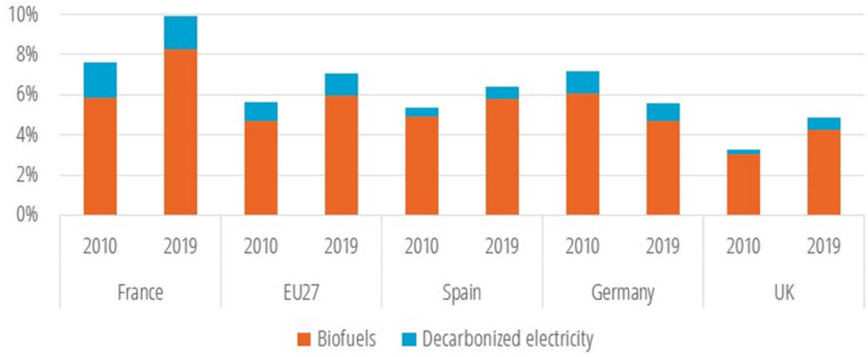
Per il trasporto merci, l'evoluzione dell'efficienza energetica è più sensibile ai cicli economici. Per il trasporto su strada, i progressi sono relativamente omogenei nel periodo, ad eccezione del periodo di recessione tra il 2008 e il 2011. Durante questo periodo, osserviamo un deterioramento dell'efficienza energetica a causa di operazioni con autocarri meno efficienti (tariffe di carico inferiori e viaggi a vuoto).

Un piccolo contributo dalla decarbonizzazione energetica

L'intensità di carbonio dell'energia è misurata in tCO_2/tep. In questo studio, il cambiamento nell'intensità di carbonio dell'energia include due aspetti: il passaggio da un'energia ad alta intensità di carbonio a un'energia a meno intensità di carbonio e il cambiamento nel contenuto di carbonio di ciascuna energia. Il contributo della decarbonizzazione energetica alla riduzione delle emissioni è modesto tra il 1990 e il 2019, come mostrato nelle *Figure 2 e 3* (-5% per i passeggeri e -4% per le merci). Questo perché il consumo di petrolio domina ancora tutte le altre energie (circa il 95% del consumo energetico complessivo nel 2019). Potrebbe anche essere correlato a risultati ambigui di misure sia europee che nazionali.

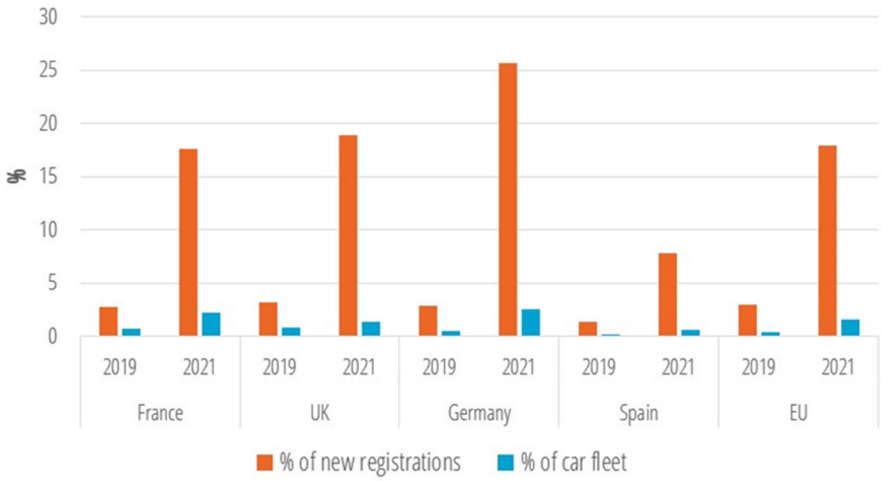
Tuttavia, l'UE, e in particolare Francia, Germania e Spagna, ha registrato una leggera accelerazione nel calo dell'intensità del carbonio energetico a metà degli anni 2000.

Figura 10: **Quota di biocarburanti ed elettricità decarbonizzata nei consumi finali dei trasporti**



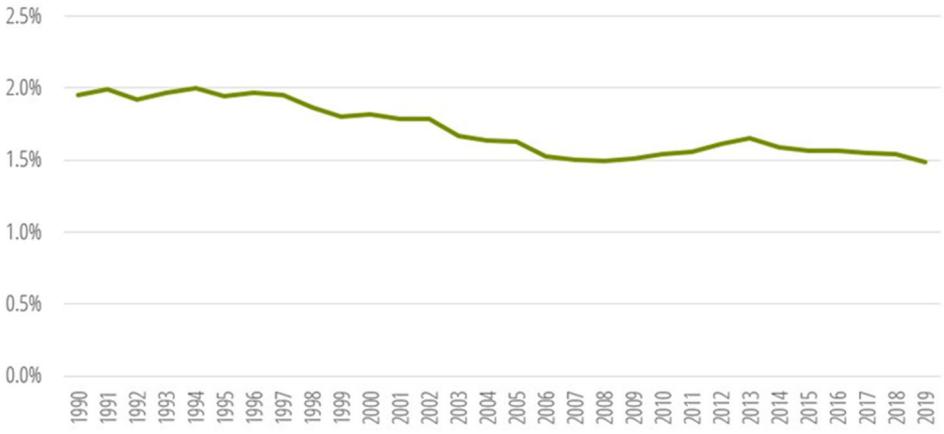
Fonte: Enerdata, ODYSSEE database

Figura 11: **Quota di mercato delle auto elettriche e ibride plug-in nelle nuove immatricolazioni e nel parco auto attuale**



Fonte: Enerdata, ODYSSEE database

Figure 12: **Quota di elettricità nel consumo finale nei trasporti (UE)**



Fonte: Enerdata, ODYSSEE database

Questo progresso è dovuto principalmente alla penetrazione dei biocarburanti derivante dall'attuazione degli obiettivi europei per il consumo di energia rinnovabile (Direttive Energie Rinnovabili, RED I e II).

Così, dal 2003, l'Unione Europea ha fissato obiettivi di consumo non vincolanti per il 2010 (2% nel 2005 e 5,75% nel 2010) e ha condizionato l'esenzione e la riduzione delle tasse nei paesi membri. Dal 2006 è stata consentita una maggiore incorporazione di biocarburanti nel diesel e nella benzina che ha portato a un rapido aumento dei consumi nei paesi studiati.

Tuttavia, la convenzione che considera la combustione dei biocarburanti carbon neutral è stata contestata in diverse occasioni dall'inizio degli anni 2000. In effetti, gli studi che combinano l'analisi del ciclo di vita e il cambiamento dell'uso del suolo (EEA, 2013; Bigo, 2020) sembrano concludere che l'impatto del carbonio dei biocarburanti è stato ampiamente sottovalutato.

L'Unione Europea ha quindi rivisto la propria posizione nel 2018 (RED II) includendo criteri di sostenibilità nella produzione di biocarburanti al fine di considerare meglio, da un lato, la concorrenza con la produzione agricola e, dall'altro, l'impatto ambientale del cambiamento dell'uso del suolo. La nuova direttiva fissa l'obiettivo del 14% di consumo di energia rinnovabile, con il 3,5% di biocarburanti di seconda generazione e un limite del 7% per i biocarburanti di prima generazione.

Oltre alle misure sui biocarburanti, i paesi dell'UE si sono concentrati sull'elettrificazione del parco veicoli. La maggior parte dei paesi europei ha introdotto sussidi all'acquisto di veicoli elettrici e ibridi plug-in, che hanno portato a un aumento delle vendite dal 2010 in poi, seguito da un'accelerazione nel 2015 che si è intensificata dal 2019 (*Figura 11*). Tuttavia, i paesi con i risultati migliori in base a questo criterio hanno anche investito molto nell'installazione di stazioni di ricarica pubbliche e applicano aliquote fiscali elevate sui combustibili fossili (Norvegia, Paesi Bassi, Svezia).

Va notato che la penetrazione dei veicoli elettrici influisce sia sull'efficienza energetica che sull'intensità del carbonio. Infatti, i veicoli elettrici sono più efficienti dei veicoli termici, migliorando così l'efficienza energetica. D'altra parte, l'impatto sull'intensità di carbonio dell'energia dipende dal contenuto di carbonio dell'elettricità utilizzata per caricare i veicoli. A differenza dei biocarburanti, l'evoluzione della quota di elettricità decarbonizzata nei consumi del settore è molto bassa nel periodo 2010-2019 (+0,17 punti in media nell'UE, -0,22 punti in Germania).

Il consumo di elettricità nei trasporti è leggermente diminuito al livello dell'Unione Europea (*Figura 12*: -0,4 punti tra il 1990 e il 2019).

Ancora oggi questo consumo è dominato dall' trasporto ferroviario Infatti:

• Nonostante la quota crescente dei veicoli elettrici nelle nuove immatricolazioni, la loro quota sul parco totale resta marginale (*Figura. 11*);

• Il consumo di elettricità delle famiglie dovuto alla tariffazione domestica non è conteggiato nel settore dei trasporti;

• Poiché i veicoli elettrici sono più efficienti dei veicoli termici, il numero di chilometri percorsi dai veicoli elettrici si traduce in una quota inferiore di consumo di energia.

Sebbene il consumo dei veicoli elettrici non sia ancora ben contabilizzato, si può fare una rapida stima in base ai consumi unitari. Pertanto, il peso dei veicoli elettrici nel consumo di elettricità dei trasporti era di circa il 2% per l'UE nel 2019. Pertanto, l'accelerazione della penetrazione dei veicoli elettrici e ibridi plug-in non ha ancora avuto un effetto significativo sulla riduzione dell'intensità delle emissioni di carbonio del settore.

Conclusione: quali prospettive per il Green Deal?

L'andamento delle emissioni dei trasporti è sfavorevole prima della crisi del Covid del 2019, con emissioni in aumento sia per il trasporto passeggeri che per quello merci.
La spiegazione principale risiede nell'aumento della domanda di trasporto, la cui moderazione dovrebbe far parte degli obiettivi dell'UE per garantire che le emissioni diminuiscano a breve termine e che gli obiettivi per il 2030 siano raggiunti. L'aumento della domanda è particolarmente problematico in quanto riguarda principalmente i modi più emittenti (auto, camion, aerei), il che implica anche andamenti stabili o sfavorevoli nel fattore di trasferimento modale.

Allo stesso tempo, i progressi nell'efficienza energetica e nella decarbonizzazione dell'energia sono attualmente insufficienti per compensare questo aumento della domanda di trasporto. Il raggiungimento degli obiettivi climatici entro il 2030 richiede quindi una rottura con le tendenze passate in materia di emissioni, richiedendo un'azione rafforzata e ambiziosa su tutte e cinque le leve di decarbonizzazione.

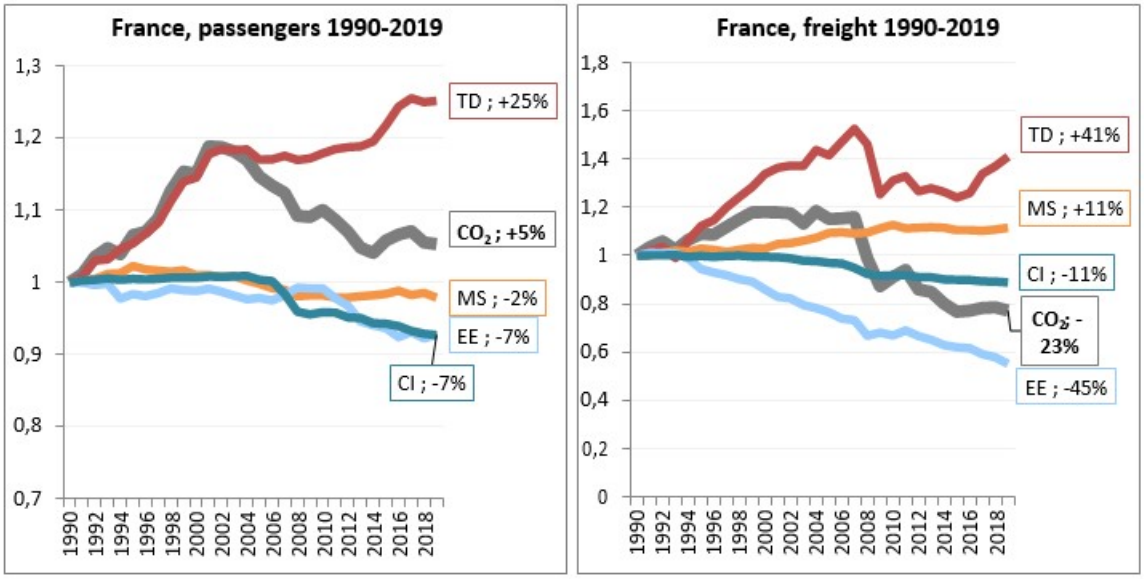
Note: *questo lavoro è stato svolto da Ariane Bousquet (Cattedra Energia e Prosperità, Renault), Aurélien Bigo (Cattedra Energia e Prosperità), Bruno Lapillonne (Enerdata) e Laura Sudries (Enerdata).*

APPENDICE: decomposizione dell'evoluzione delle emissioni di CO_2 nel trasporto passeggeri e merci per Paese (tutti paesi con l'eccezione dell'Italia)

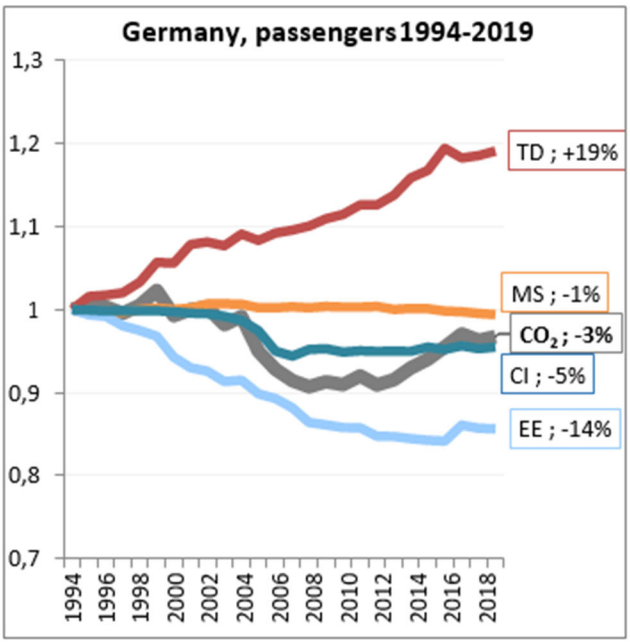
L'analisi dei 5 fattori dell'evoluzione delle emissioni nel periodo 1990-2019 in Francia, Germania (1995-2019), Regno Unito e Spagna, mostra tendenze simili a quelle osservate per l'UE nel suo insieme. Questo vale sia per il trasporto passeggeri che per quello merci. Di seguito sono riportati i risultati delle decomposizioni per tali paesi, con il dettaglio, ove necessario, delle correzioni apportate ai dati o delle eventuali precauzioni da adottare rispetto ad alcuni trend individuati.

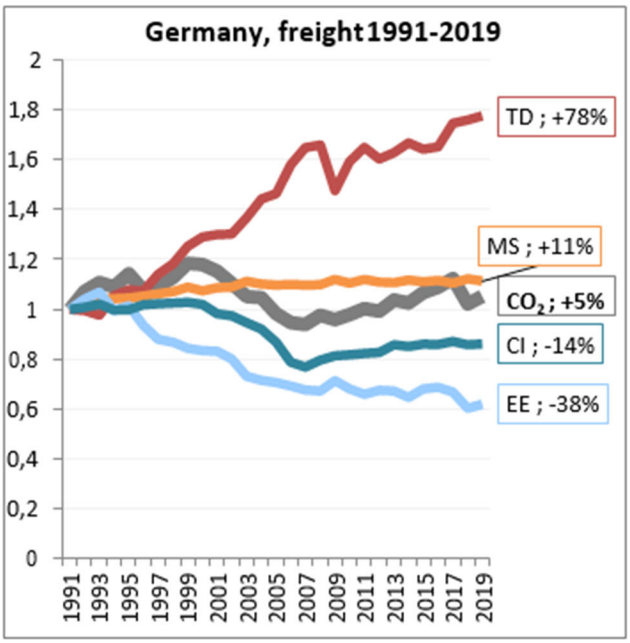
L'effetto dell'occupazione del veicolo non è separato in questo grafico per coerenza con gli altri paesi. Separando questo effetto dal fattore di efficienza energetica per le auto, il contributo della variazione del tasso di occupazione sulle emissioni aumenterebbe per i passeggeri (+13%; il guadagno di efficienza energetica per veicolo sarebbe quindi maggiore, a -18%) e diminuirebbe per merci (-41%; il guadagno di efficienza sarebbe limitato a -6%).

Decomposizione per la Francia



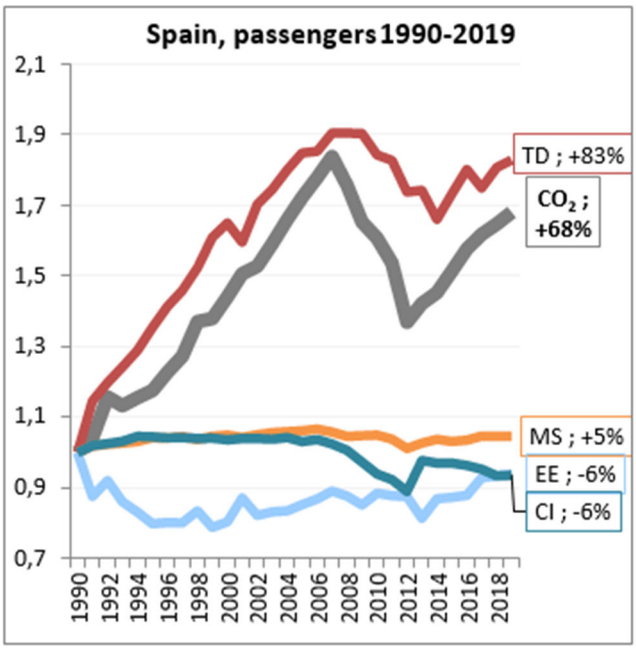
Decomposizione per la Germania

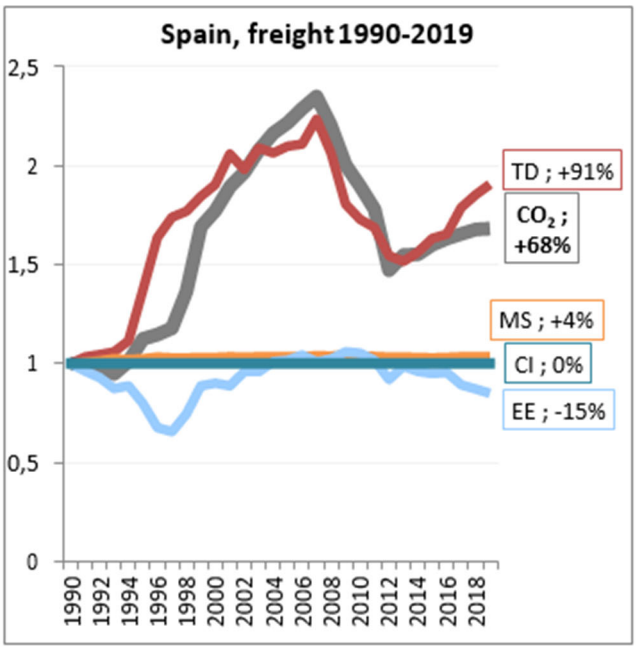




I dati sono disponibili solo dal 1991 in poi e nel 1994 si verifica un'interruzione significativa dei dati per i passeggeri, per cui la decomposizione nel grafico inizia da 1994. A fine periodo sono state individuate anche altre interruzioni di dati, alcune delle quali sono state il più possibile corrette, ma tra il 2016 e il 2017 è ancora inspiegabile una tendenza al rialzo dell'efficienza energetica.

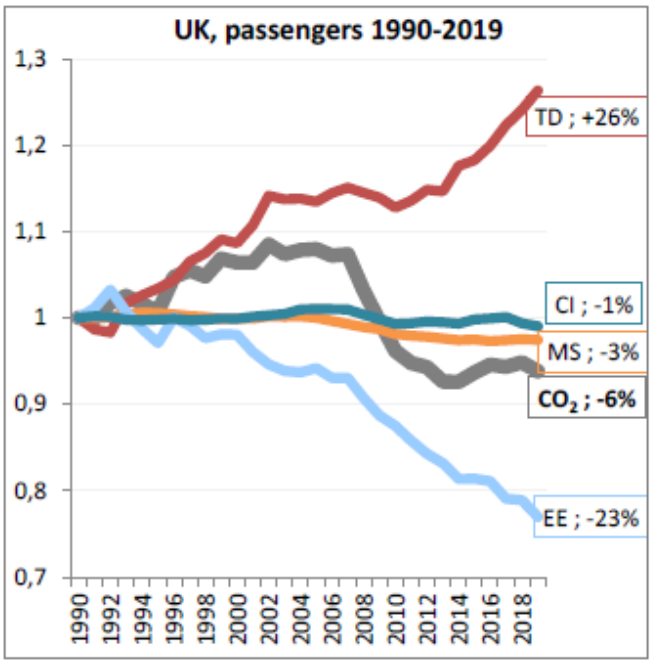
Decomposizione per la Spagna

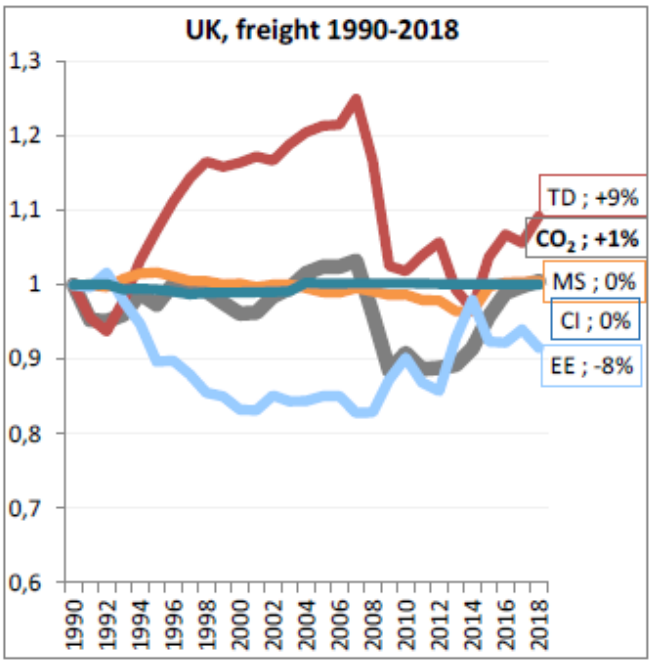




Le tendenze dell'efficienza energetica sono generalmente abbastanza regolari (riflettendo il rinnovo della flotta, o cambiamenti graduali nel tasso di occupazione), ma sembrano fluttuare per la Spagna, probabilmente a causa di errori o contenuto dei dati leggermente diverso.

Decomposizione per il Regno Unito





L'andamento delle emissioni nel Regno Unito è abbastanza simile a quello dei passeggeri in Francia.
Dal 2017 le emissioni sono in lieve calo dopo una ripresa post-crisi nel 2013. Per il trasporto merci, l'evoluzione dell'efficienza energetica sembra seguire quella della domanda di trasporto. Pertanto, un periodo di forte crescita della domanda potrebbe essere accompagnato da un miglioramento del fattore di carico, portando ad un aumento dell'efficienza.

Transport emissions trends in the EU

Which factors? What are their impacts on a 30-year period?

Autori: Aurélien BIGO (*Energy and Prosperity Chair*), Ariane BOUSQUET (*Renault*), Bruno LAPILLONNE e Laura SUDRIES (Enerdata)

Prendere due piccioni con una fava

di Fereidoon Sioshansi*

L'IEA afferma che possiamo affrontare contemporaneamente la crisi climatica ed energetica. Possiamo davvero?

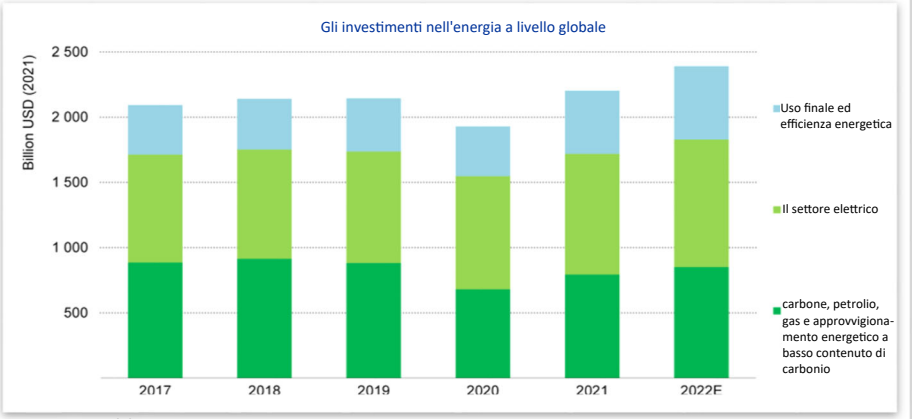
Mentre la guerra in Ucraina ha distratto l'attenzione di politici, imprenditori e investitori dalla minaccia molto più grande e più impegnativa del cambiamento climatico, ci sono dei segnali positivi che il clima non è stato completamente dimenticato. Alla fine di giugno 2022, l'Agenzia Internazionale per l'energia (IEA) ha pubblicato il suo rapporto World Energy Investment 2022 in cui è stato riferito che l'investimento energetico globale è destinato ad aumentare dell'8% nel 2022 a $ 2,4 trilioni, principalmente a causa dell'aumento della spesa per l'energia pulita.

La spesa, però, non è equamente distribuita ed è *"lontana dall'essere sufficiente per affrontare le molteplici dimensioni dell'odierna crisi energetica"*. L'IEA afferma che le energie rinnovabili, le reti e lo stoccaggio rappresentano ora oltre l'80% degli investimenti totali nel settore dell'energia, con la spesa per batterie, veicoli elettrici e solare fotovoltaico in aumento a tassi coerenti con il raggiungimento di zero emissioni nette globali entro il 2050. Nel 2022 si prevedono investimenti nello stoccaggio dell'energia nelle batterie a più del doppio, a quasi 20 miliardi di dollari .

Sembrando piuttosto ottimista, Fatih Birol, direttore esecutivo dell'IEA, ha affermato: "*Non possiamo permetterci di ignorare la crisi energetica globale o la crisi climatica, ma la buona notizia è che non abbiamo bisogno di scegliere: possiamo affrontarle entrambe*".

Secondo l'IEA, gli investimenti nell'energia pulita ricominciano "finalmente" a salire e si prevede che supereranno i 1,4 trilioni di dollari nel 2022, rappresentando quasi i tre quarti della crescita totale degli investimenti energetici complessivi.

Gli investimenti a livello globale nell'energia pulita "di nuovo in carreggiata"

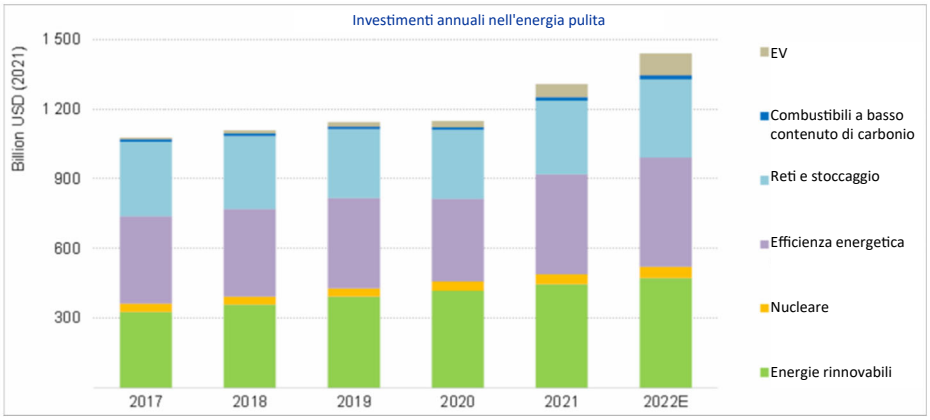


Fonte: World Energy Investment 2022, IEA, giugno 2022

* Fereidoon Sioshansi è Presidente di Menlo Energy Economics, una società di consulenza con sede a San Francisco, California, che fornisce consulenza ai clienti sulla rapida trasformazione del settore elettrico e sui modelli di business emergenti.
È editore di EEnergy Informer, newsletter mensile a diffusione internazionale, giunta al suo 29° anno di pubblicazione:
http://www.menloenergy.com/

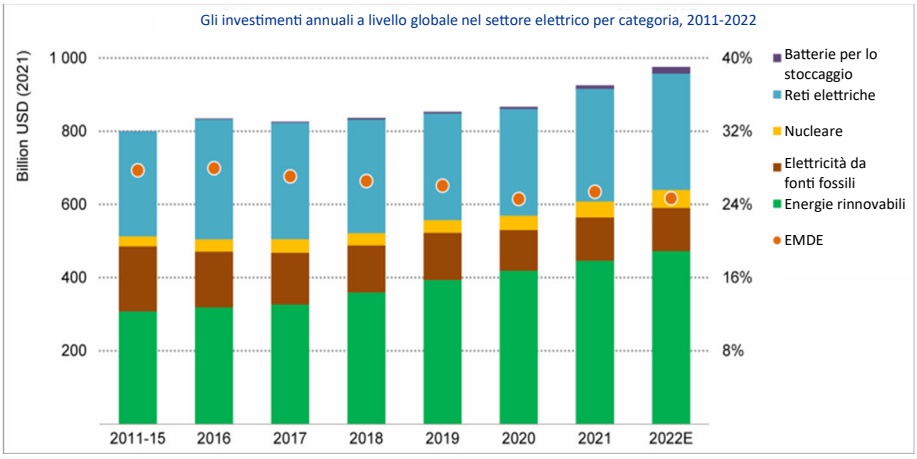
Tuttavia - osserva Birol - quasi la metà dei 200 miliardi di dollari aggiuntivi di investimenti di capitale nel 2022 dovrebbe essere consumata da costi più elevati piuttosto che aumentare la capacità di energia pulita.
"*L'invasione russa dell'Ucraina* - continua Birol - *ha spinto al rialzo i prezzi dell'energia in tutto il pianeta, con ripercussioni su famiglie, industrie e intere economie, in particolare nei paesi in via di sviluppo dove è più difficile affrontare la situazione, colpendo anche economie consolidate come l'Unione europea*".

Più investimenti nell'eolico e nel solare



Fonte: World Energy Investment 2022,

Investimenti nel settore energetico principalmente in rinnovabili e reti



Fonte: World Energy Investment 2022,

Naturalmente, le tecnologie per l'energia pulita stanno risentendo del fatto che il costo dei pannelli solari e delle turbine eoliche è aumentato del 10-20% dal 2020, invertendo la tendenza del calo dei costi, degli ultimi anni. La cosa peggiore è che gli alti prezzi dell'energia e le preoccupazioni per la sicurezza dell'approvvigionamento stanno spingendo alcuni paesi (la Germania per esempio) a intensificare i loro investimenti nella produzione di combustibili fossili, compreso il carbone.
Secondo l'IEA, ciò ha portato a un aumento del 10% degli investimenti nella fornitura di carbone fino al 2021, guidato dalle economie emergenti in Asia con un aumento simile previsto per il 2022.

Con l'aumento dei prezzi, si prevede che la bolletta energetica totale pagata dai consumatori mondiali supererà per la prima volta i 10 trilioni di dollari nel 2022, spingendo molti governi in tutto il mondo a cercare modi per mitigare l'impatto dei prezzi più elevati dell'energia attraverso qualsiasi tipo di misura.
Il rapporto completo copre gli investimenti legati all'energia in tutto il mondo.

Per incoraggiare i conducenti a utilizzare i treni e il trasporto di massa, la Germania ha offerto un incredibile abbonamento di 9 euro per un mese su tutti i treni veloci all'interno del paese. L'amministrazione Biden ha proposto un'esenzione fiscale di 3 mesi sulla benzina durante la stagione dei viaggi per le vacanze estive, per ridurre il problema per i conducenti statunitensi.
Negli Stati Uniti ci sono pochi treni per i passeggeri.

Secondo i dati dell'IEA, gli investimenti in energia pulita sono cresciuti solo del 2% all'anno nei 5 anni successivi alla firma dell'Accordo di Parigi del 2015. Dal 2020 - nonostante l'impatto della pandemia globale di COVID-19 - il ritmo di crescita ha subito un'accelerazione drammatica, salendo al 12%, sebbene questo sia ancora ben al di sotto di quanto necessario per raggiungere gli obiettivi climatici internazionali.

L'IEA rileva inoltre che la maggior parte di questo aumento della spesa per l'energia pulita si sta verificando soltanto in poche economie avanzate e in Cina.

Il più alto investimento in energia pulita nel 2021 è stato in Cina con 380 miliardi di dollari, nell'Unione Europea con 260 miliardi di dollari e negli Stati Uniti con 215 miliardi di dollari. Con alcune eccezioni (ad esempio il solare in India), la spesa per l'energia pulita nelle economie emergenti e in via di sviluppo rimane bloccata ai livelli del 2015.

I pannelli solari e le turbine eoliche rimangono l'opzione più economica per la nuova generazione di energia in molti paesi, anche prima dell'aumento dei prezzi del carbone e

I pannelli solari e le turbine eoliche rimangono l'opzione più economica per la nuova generazione di energia in molti paesi, anche prima di tenere conto dell'aumento dei prezzi del carbone e del gas nel 2022. Secondo l'IEA, le energie rinnovabili, la rete e lo stoccaggio rappresentano ora oltre l'80% del investimento totale nel settore energetico in tutto il mondo (immagine sopra).
Il solare fotovoltaico rappresenta quasi la metà dei nuovi investimenti nell'energia rinnovabile, con la spesa divisa equamente tra sistemi su scala industriale e distribuiti.

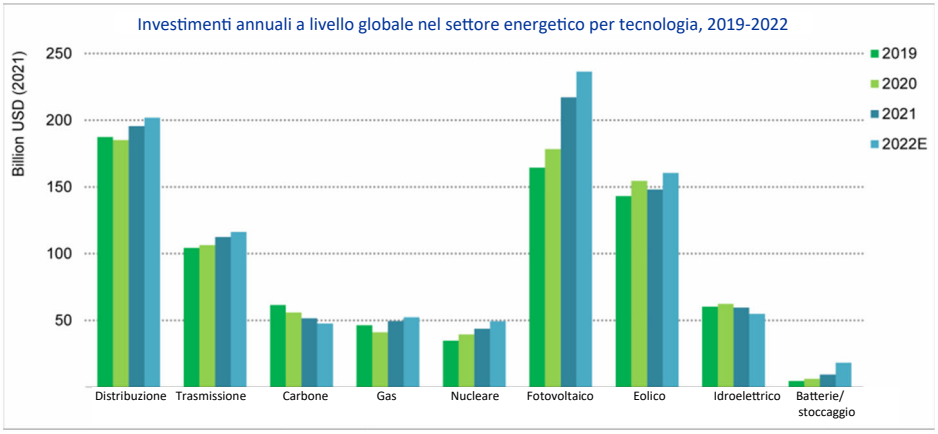
L'IEA sottolinea che la spesa per l'energia solare fotovoltaica, le batterie e i veicoli elettrici (EV) sta attualmente crescendo a tassi in linea con il raggiungimento dell'obiettivo emissioni nette zero entro il 2050.
Si prevede, ad esempio, che gli investimenti nelle batterie per l'accumulo di energia raddoppieranno fino a raggiungere quasi 20 miliardi di dollari nel 2022.

Non ci sorprende che l'investimento nelle batterie sia guidato dall'implementazione su scala di rete, che ha rappresentato oltre il 70% della spesa totale nel 2021, un numero che si riflette nella pipeline dei progetti in tutto il mondo, con circa 30 GW di stoccaggio di energia non idroelettrica in Cina e oltre 20 GW di progetti su scala di rete pianificati o in costruzione negli Stati Uniti.

Nel frattempo, l'attenzione per l'energia eolica si sta spostando in mare aperto. Rispetto al 2020, che ha visto un livello record di sviluppo eolico onshore, il 2021 ha raggiunto un record nell'eolico offshore, con oltre 20 GW commissionati a un costo di $40 miliardi.

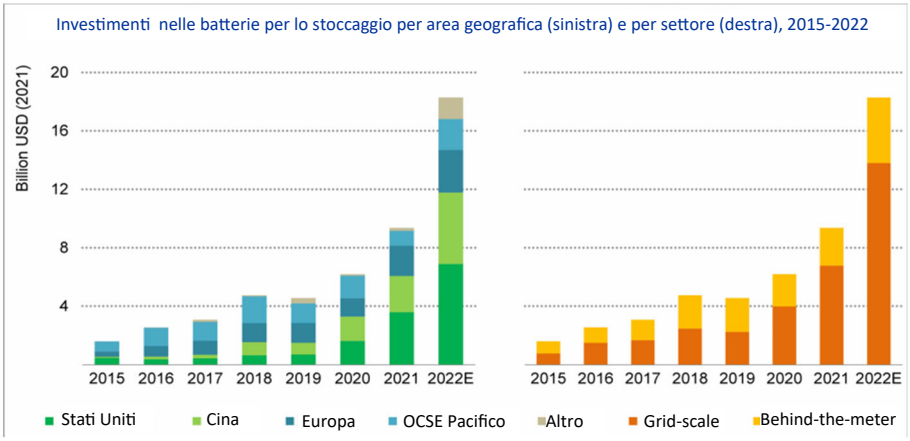
L'elettrificazione della mobilità sta anche contribuendo ad aumentare la spesa dei consumatori per l'uso finale di energia pulita,

Trasmissione e distribuzione, solare ed eolico, ecco dove vanno gli investimenti



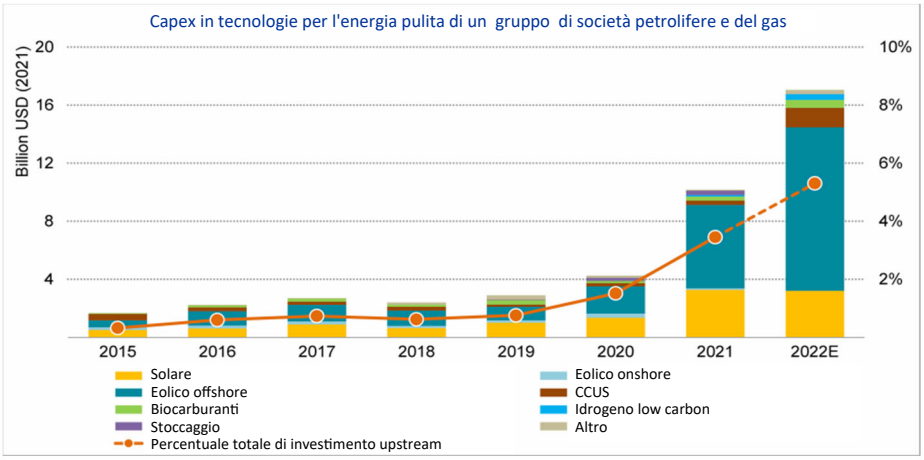
Fonte: World Energy Investment 2022, IEA, giugno 2022

Più aumentano le energie rinnovabili, più dovrà aumentare lo stoccaggio



Fonte: World Energy Investment 2022, IEA, giugno 2022

Le major del petrolio e del gas si stanno lentamente diversificando, ma la scala degli investimenti è bassa



Fonte: World Energy Investment 2022, IEA, giugno 2022

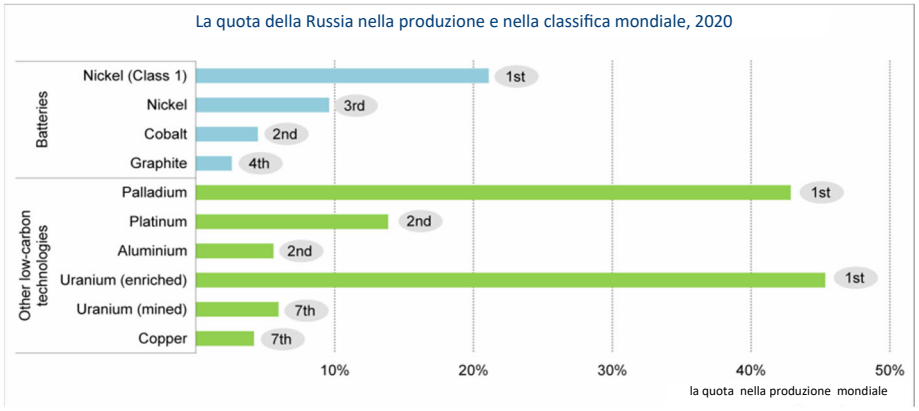
2021 e che continuano a crescere fino al 2022.
Ma le autovetture non sono l'unica offerta di mobilità elettrica a beneficiare di questo aumento, sono aumentate anche le vendite di veicoli elettrici a due e tre ruote e c'è stata anche una forte crescita degli investimenti nell'elettrificazione di autobus e veicoli commerciali.

Sebbene la maggior parte degli autobus elettrici sia utilizzata in Cina, gli investimenti in questo settore sono comunque in aumento altrove. Ad esempio, all'inizio del 2022, l'India ha ordinato oltre 5.000 autobus elettrici per 5 grandi città acquistati a metà del prezzo raggiunto nelle precedenti gare.

Siamo, ovviamente, abituati a tali rapporti da parte di artisti del calibro dell'AIE e di altri. Ma la comunità degli investitori è a bordo? Chi investirà queste somme astronomiche?

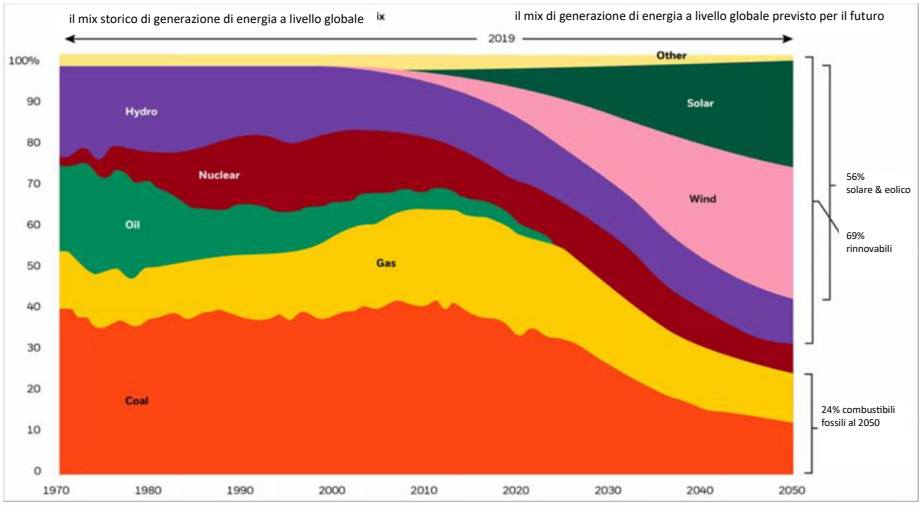
Accade che, più o meno nello stesso momento in cui l'IEA stava pubblicando il suo rapporto, il BlackRock Investment Institute, un ramo del fondo di investimento globale Black Rock, ha pubblicato un rapporto che evidenzia come sta pianificando di promuovere una strategia per aiutare a guidare la transizione energetica globale. Ha affermato che la strategia includerà investimenti nella transizione energetica, sicurezza energetica, infrastrutture digitali e comunitarie, mobilità sostenibile ed economia circolare. BlackRock ha affermato che investirà in attività integrate, come servizi pubblici e operatori di infrastrutture di energia rinnovabile end-to-end, e risorse critiche come data center, tecnologie di digitalizzazione della rete, sistemi di accumulo di batterie e strutture di stoccaggio e trasporto di gas naturale che possono essere successivamente adattato per l'idrogeno. La sua visione include una rapida transizione dai combustibili fossili, come mostrato nell'immagine in fondo a pagina 10.

L'allontanamento dall'eccessiva dipendenza dalla Russia va oltre i combustibili fossili



Fonte: World Energy Investment 2022, IEA, giugno 2022

La transizione energetica secondo BlackRock



Fonte: BlackRock

Secondo Edwin Conway, Global Head di BlackRock Alternative Investors, "*Riteniamo che l'intersezione tra infrastruttura e sostenibilità sarà una delle maggiori opportunità negli investimenti alternativi nei prossimi anni. Allo stesso tempo, i recenti eventi hanno intensificato l'attenzione sulla sicurez-*

za energetica e aggravato ulteriormente la necessità di investimenti in infrastrutture", aggiungendo: "*I mercati privati continueranno a svolgere un ruolo fondamentale nella transizione energetica e siamo lieti di offrire ai nostri clienti un altro la possibilità non solo di vivere questa transizione ma anche di portarla avanti*".

BlackRock ha affermato che mira a offrire rendimenti legati all'inflazione per gli investitori con metà della strategia inizialmente focalizzata sull'Europa, espandendosi gradualmente in tutto il mondo. Cerca inoltre partner per raccogliere capitali di investimento sufficienti per tutta la durata della strategia.

Secondo il rapporto Financing Roadmaps della Glasgow Financial Alliance for Net Zero, saranno necessari circa 125 trilioni di dollari in tutto il mondo per raggiungere lo zero netto entro il 2050, più di 4 trilioni di dollari all'anno.
Il BlackRock Investment Institute afferma che l'invasione russa dell'Ucraina accelererà la transizione energetica in Europa e altrove.
"*BlackRock è leader nella transizione energetica, avendo mobilitato oltre 55 miliardi di dollari di investimenti nelle nostre strategie infrastrutturali sin dal loro inizio*", ha affermato Anne Valentine Andrews, Global Head di BlackRock Real Assets. "*La nostra capacità di riunire aziende, governi e clienti istituzionali significa che siamo in una posizione unica per distribuire il capitale degli investitori a livello globale in asset reali che guidano la transizione energetica e hanno un impatto positivo sulle comunità e sulle economie locali*".

Negli ultimi mesi BlackRock ha collaborato con altre società per investire in progetti di transizione energetica, tra cui una joint venture con lo sviluppatore di sistemi di accumulo di energia per batterie KX Power, un investimento nella società di infrastrutture energetiche Kellas Midstream, un investimento in una delle principali reti di ricarica ad alta potenza in Europa IONITY e un altro investimento nella società di contatori intelligenti Calisen oltre a collaborare con i governi di Francia, Giappone e Germania per promuovere la Climate Finance Partnership.

Durante una recente visita alla Banca europea per gli investimenti (BEI) in Lussemburgo, il suo editore è rimasto colpito da ciò che ha appreso. Le banche multinazionali non finanziano più il carbone ed evitano sempre più tutti gli investimenti in combustibili fossili. Questo, col tempo, avrà un impatto sui tipi di infrastrutture che verranno costruite in tutto il mondo. Con l'esaurimento del flusso di capitali verso gli investimenti inquinanti, le rinnovabili sono destinate a ricevere ulteriore impulso. La crisi in Ucraina potrebbe ritardare la tendenza a lungo termine, ma è improbabile che la faccia deragliare.

Il gas in Europa ed il ruolo del GNL

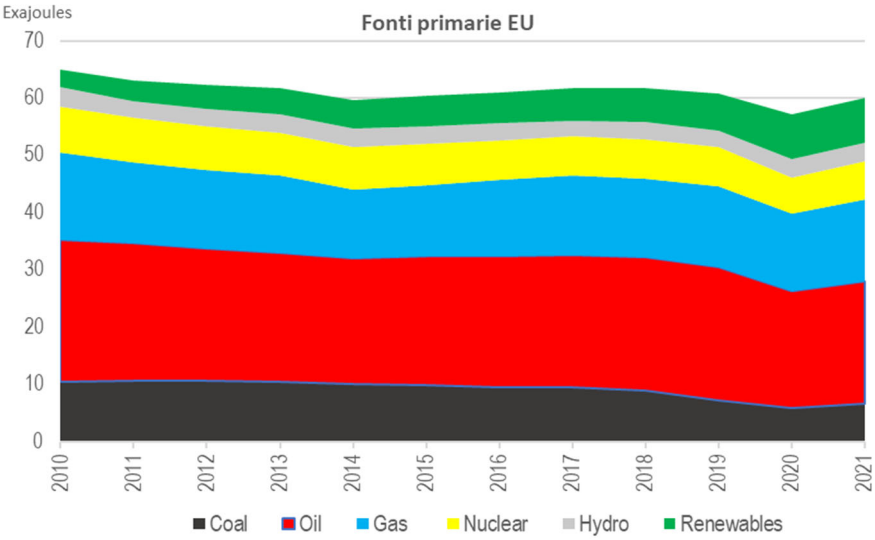
di Vittorio D'Ermo

Con l'emergere sempre più drammatico del problema dei cambiamento climatico in tutto il pianeta gli obiettivi delle politiche energetiche a tutti i livelli hanno subito un radicale mutamento di impostazione privilegiando l'adozione di obiettivi a lungo termine molto ambiziosi trascurando in molti casi l'analisi delle situazioni di partenza e dell'evoluzione di breve termine con conseguente sottovalutazione degli ostacolo da sormontare a partire dalla predisposizione di piani di investimento per una ordinata uscita dal mercato delle fonti fossili.

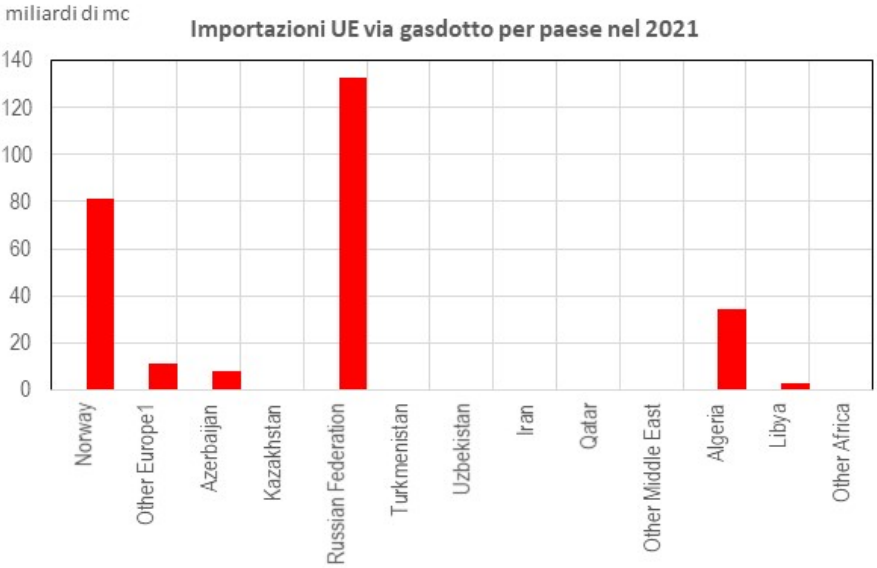
L'Europa che vanta il primato nelle politiche di transizione verso un sistema energetico nuovo completamente decarbonizzato presenta comunque forti ritardi nell'attuazione della transizione da fonti fossili a fonti rinnovabili.

In Europa, sempre nel 2021, la quota del gas naturale, era pari al 24% del totale del fabbisogno complessivo pari a 1436 milioni di tep nell'ambito di una linea evolutiva caratterizzata da una progressiva riduzione deli fabbisogno complessivo e di ristrutturazione del mix a favore del gas naturale e delle rinnovabili.

Per quanto riguarda l'offerta la situazione non appare comunque molto soddisfacente dal punto di vista della sicurezza e della diversificazione: la produzione interna, in forte calo negli ultimi anni, è stata pari a circa 44 miliardi di mc ovvero l'11,2 % del totale consumi pari a 340 miliardi di mc mentre le importazioni hanno fornito il rimanente 88,8 % pari in termini fisici a 340 miliardi di mc.
Questi ultimi si sono ripartiti tra 260 miliardi di mc arrivati a mezzo gasdotti e 80 miliardi di mc arrivati con navi metaniere.



Fonte: elaborazioni su BP Statistical Review 2022



Fonte: elaborazioni su BP Statistical Review 2022

Una situazione decisamente squilibrata a favore dei gasdotti con un peso del 76,0% e con valori per alcuni paesi ben superiore a questa media e con un ruolo che della Russia arrivato a quasi il 50%.

Per contro Il grado di diversificazione delle importazioni di GNL pur con una quota sul totale pari al 24% risultava già abbastanza elevata.

Il futuro del gas ed il ruolo del Gnl

L'invasione russa dell'Ucraina ha messo drammaticamente in crisi il sistema energetico europeo che si è rivelato particolarmente fragile soprattutto a causa dell'eccessiva dipendenza dal gas russo ma certamente non riuscirà a modificare le grandi linee della transizione.

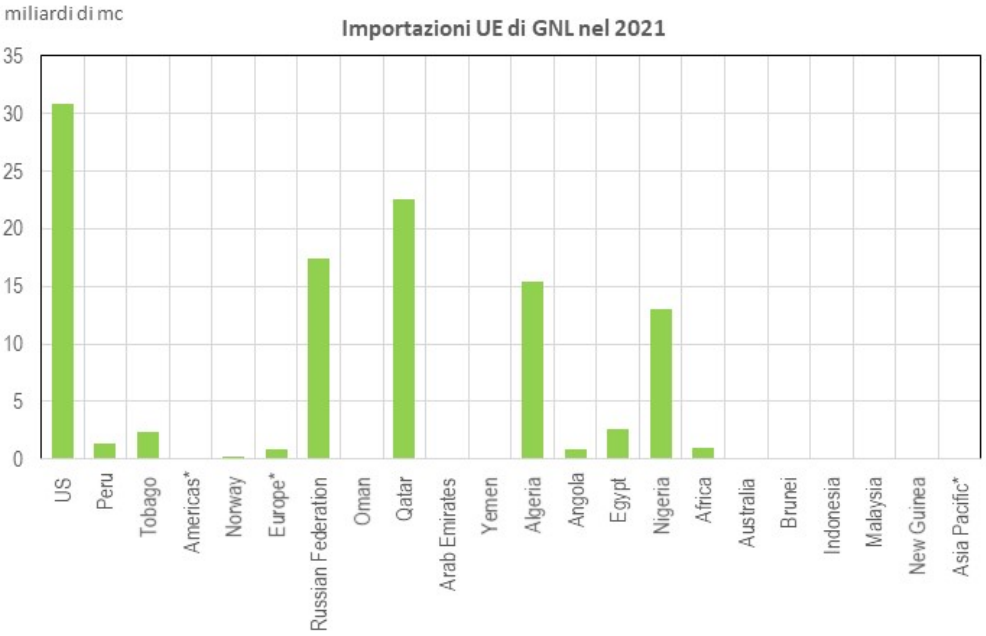
Quale può essere quindi il ruolo del gas in uno scenario che mira ad una drastica riduzione delle emissioni di CO_2 già al traguardo 2030 per effetto in primo luogo di una forte riduzione dei consumi complessivi e delle quote del petrolio e dei combustibili solidi e di sviluppo accelerato delle fonti rinnovabili.
Contrariamente quanto ci si si potrebbe attendere il ruolo del gas non è destinato ad un rapido declino in quanto chiamata a svolgere ancora molti compiti:

- contribuire al processo di sostituzione del carbone nella produzione termoelettrica non copribile con fonti rinnovabili
- soddisfare quote importanti, anche se in progressiva riduzione, della domanda di calore dell'industria e degli usi civili, del settore trasporti a partire da quello navale, con l'impiego diretto del Gnl.
- integrare, quando non disponibile, la produzione di elettricità da di fonti rinnovabili.

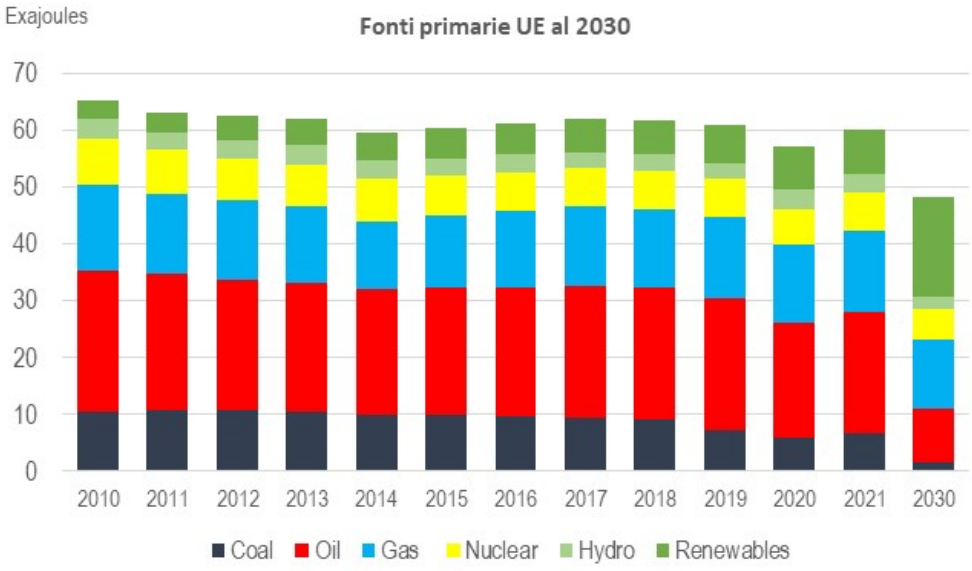
Ne consegue che anche ipotizzando al 2030 una riduzione della domanda complessiva di energia del 20 %, obiettivo abbastanza ambizioso che implica una fortissima riduzione dell'intensità energetica, il quasi triplicarsi delle fonti rinnovabili, un drastico abbattimento delle quote dei combustibili solidi e dei prodotti petroliferi. La quota del gas difficilmente potrà scendere al di sotto del 25% del totale a quell'anno che potrebbe scendere a 1148 milioni di tep.

La domanda europea di gas a quella data dovrebbe pertanto attestarsi sui 290 milioni di tep ovvero oltre 330 miliardi di mc.

Ma quale sarà lo scenario dell'offerta nel dopo conflitto e di cui si stanno già realizzando alcune tessere come gli impianti di rigassificazione già realizzati o in corso di realizzazione in Olanda, Germania e Italia?



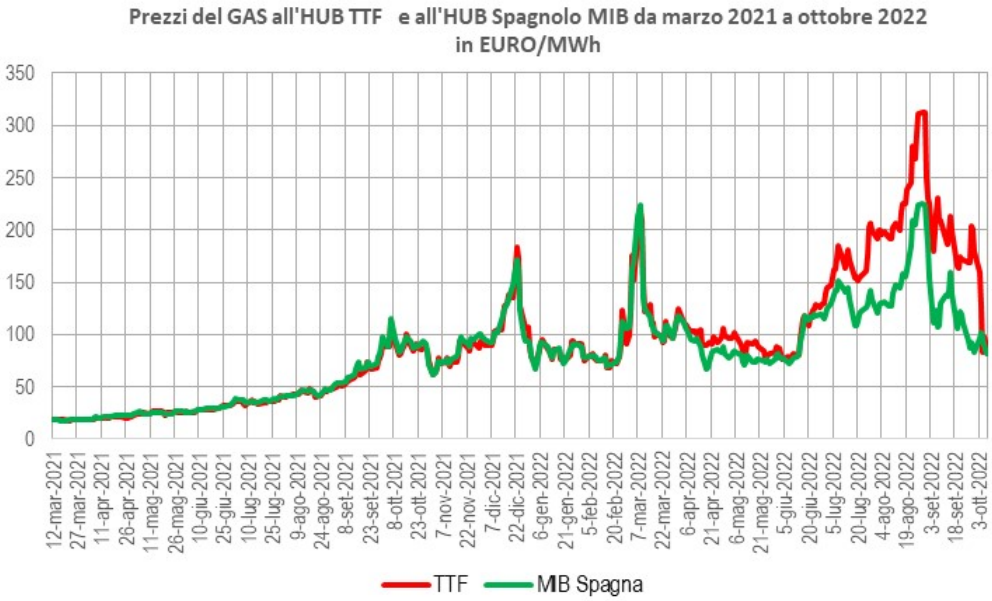
Fonte: elaborazioni su BP Statistical Review 2022



Fonte: dati storici: elaborazioni su BP Statistical Review 2022; previsioni sulla base degli obiettivi UE

Due sono le linee di azione anche tenendo conto del declino della produzione interna:

- potenziamento e pieno utilizzo dei gasdotti alternativi a quelli provenienti dalla Russia che ha perso il connotato di fornitore affidabile come quelli che collegano l'Europa Sud all'Africa in particolare Algeria e Libia.
- realizzazione di nuovi progetti per l'importazione di GNL dal Medio Oriente, dall'Africa e dall'Asia nell'ambito di un ampliamento del mercato internazionale di questo prodotto che perderà le sue connotazioni regionali a favore di una dimensione mondiale non diversamente dal petrolio.



Gli sviluppi drammatici di questo anno hanno dimostrato ampiamente la capacità del GNL di contrastare situazioni di crisi di approvvigionamento che avrebbero potuto avere conseguenze ancor più drammatiche di quelle registrate all'HUB TTF con scarsa disponibilità di GNL rispetto all'HUB spagnolo MIB dove le punte di prezzo sono state minori.

In un'ottica di ridimensionamento delle importazioni europee dalla Russia, l'Italia ha tulle caratteristiche per diventare un grande Hub al servizio del sud Europa ma anche per il nord Europa che non può contare oltre un certo limite sulle risorse del Mare del Nord tendenzialmente in declino.

D'altra parte, i grandi gasdotti che collegano l'Italia al Nord Europa possono, con opportuni interventi, svolgere questo ruolo attraverso la realizzazione di nuovi impianti di rigassificazione come ad esempio quello di Gioa Tauro, progettato in una ottica nazionale ma che può assumere, nel nuovo contesto, una elevata valenza europea.

In conclusione, il futuro mercato del gas sarà dominato dal GNL che ha tutte le caratteristiche di una commodity a mercato mondiale non soggetta a pratiche discriminatorie da parte di un singolo paese o da cartelli di produttori, come verificatosi in passato con l'OPEC per il petrolio.

L'Europa trova finalmente una linea comune

di Vittorio D'Ermo

Il ruolo dell'Europa: mentre il prezzo del Brent oscilla al di sotto di quota 100 $/b, l'Europa trova finalmente una linea comune e il prezzo medio di petrolio e gas scende ai livelli di inizio d'anno; prezzi dei prodotti in modesta riduzione ma con il diesel sempre in primo piano; margini di raffinazione in lieve riduzione

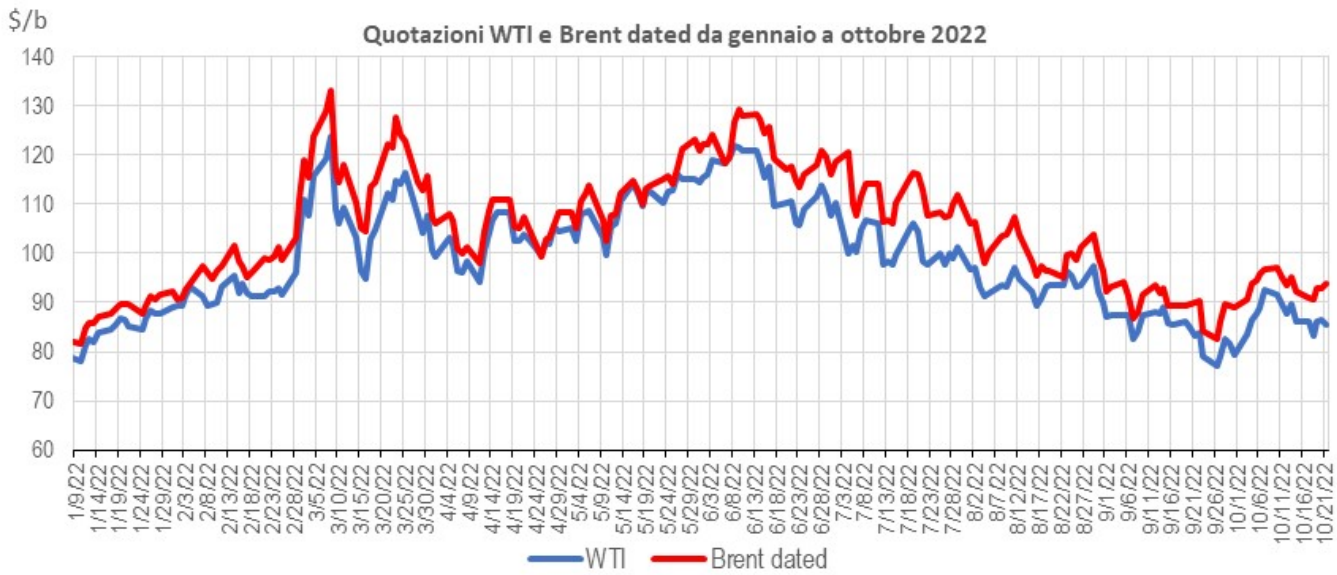
Il vertice di Bruxelles del 20- 21 ottobre ha segnato una svolta di grande rilievo nella storia della politica energetica europea finora prevalentemente concentrata sui temi della transizione energetica e della riduzione delle emissioni della CO_2.

La grande crisi energetica che ha colpito i paesi della UE a seguito della guerra tra Russia ed Ucraina, scoppiata ai primi dell'anno, ha invece posto in primissimo piano i temi, messi da tempo in disparte, della sicurezza e della diversificazione dell'approvvigionamento di fonti fossili che ancora hanno un ruolo fondamentale.

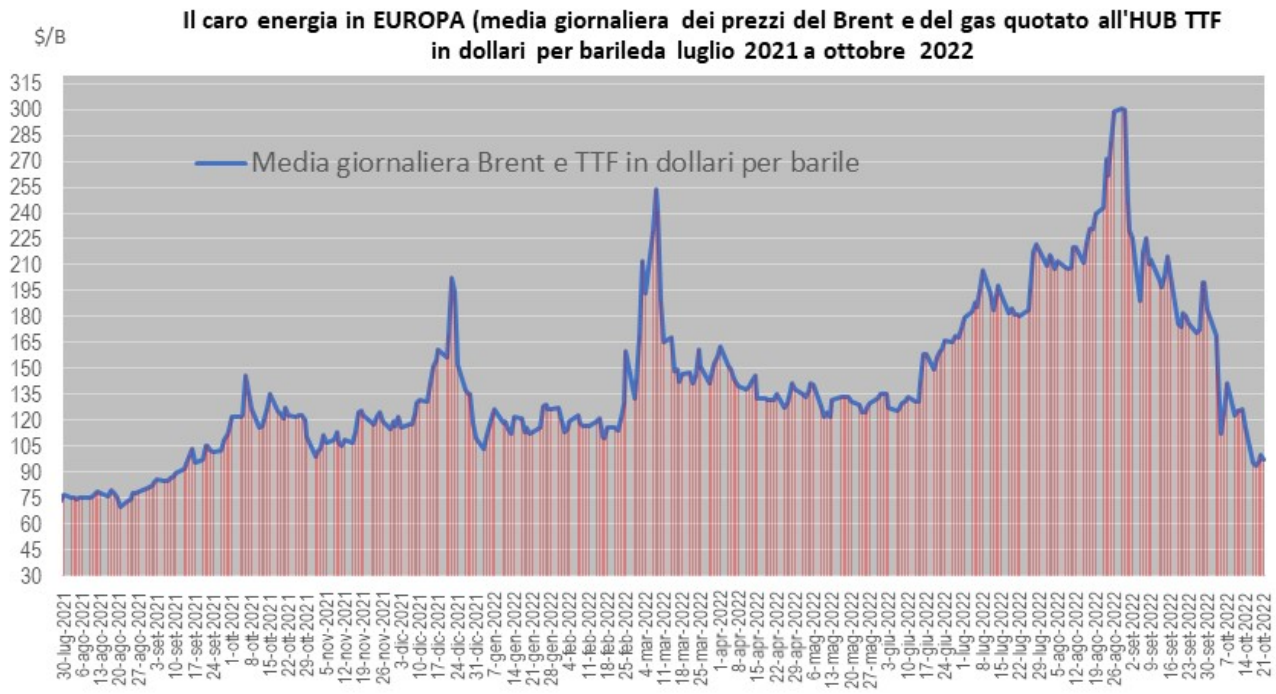
Il venir meno di buona parte degli approvvigionamenti di gas dalla Russia bloccati da decisioni politiche ma anche da interruzioni fisiche delle infrastrutture di collegamento con il Nord Europa ha messo in grave difficoltà l'Europa con problemi anche sul piano degli approvvigionamenti di petrolio e prodotti che hanno registrato fortissimi rialzi .

L'individuazione di risposte unitarie è stata molto più difficile del previsto a causa delle forti divergenze tra i paesi a differenza dei tempi della prima grande energetica quando i paesi OCSE, grazie all'iniziativa ed all'impegno del segretario di Stato Kissinger, costituirono l'Agenzia Internazionale per l'Energia con il compito di affrontare, collettivamente, problemi di carenza di greggio e di mettere a punto politiche di diversificazione dal petrolio OPEC.

Le incertezze dei paesi UE nell' adottare nei confronti della Russia misure comuni sul piano energetico, a differenza di



Fonte: elaborazioni su dati stampa specializzata



Fonte: elaborazioni su dati stampa specializzata

quelle attuate rapidamente il piano economico-finanziario, hanno comportato, sino all'ultima riunione del Consiglio, pesanti conseguenze sui prezzi delle fonti importate ed in particolare da petrolio e gas che hanno raggiunto dei picchi insostenibili nel corso dell'estate.

Le decisioni del Consiglio Europeo del 20-21 ottobre hanno invece segnato una netta svolta con l'adozione di misure concrete che vanno dagli acquisti collettivi di gas ,all'adozione di un nuovo parametro che rifletta meglio del TTF le condizioni del mercato del gas, un corridoio dinamico di prezzo di carattere temporaneo per le transazioni di gas naturale allo scopo di limitare immediatamente episodi di prezzi eccessivi, un quadro temporaneo dell'UE per fissare un tetto al prezzo del gas utilizzato per la produzione di energia elettrica, accelerare i lavori sulla riforma strutturale del mercato dell'energia elettrica.

Un quadro molto completo che tende a rendere più vicino il mercato unico dell'energia e la parità di trattamento dei consumatori.

Un'Europa più coesa non potrà non agire positivamente contro la volatilità e la insicurezza degli approvvigionamenti.

In questo contesto evolutivo i prezzi del petrolio hanno continuato a muoversi ad di sotto del picco registrato a seguito della decisione dell'Opec Plus ed in linea con i livelli registrati a partire dal mese di settembre per effetto del deterioramento del quadro macroeconomico.

La media settimanale del Brent, quotato sul mercato fisico, si è collocata a 92,3 $/b sotto quella precedente ma con un prezzo di chiusura nella giornata di venerdì di 94,0 $/b, ma con prezzi sul mercato dei futuri per contratti con scadenza dicembre e mesi successivi ben al di sotto di questo livello .

La quotazione media settimanale del WTI è salita a 85,5 $/b e con un prezzo nell'ultima seduta di 85,6 $/b sempre ben lontano di massimi dell'anno di circa 120 $/b.

La settimana del vertice UE ha coinciso ,non casualmente, con un nuovo indebolimento dei prezzi del gas che potrebbero registrare ulteriori indebolimenti .

Il prezzo medio dell'ultima settimana all'HUB TTF è stato pari a 64,8 EURO/MWh rispetto ai 98,1 di quella precedente già in forte calo. Di nuovo quindi un segnale molto positivo per gli utenti finali.

All'HUB spagnolo MIB Gas, collegato ai terminali di GNL di quel paese, il prezzo medio della settimana è stato di circa 35,1 EURO/MWh, rispetto ai 76,0 di quella precedente.

L'indicatore QE del caro-energia in Europa, rappresentato dalla media settimanale dei prezzi del Brent e del gas scambiato all'HUB olandese TTF, ambedue espressi in dollari per barile, è sceso a 96,6 dollari per barile rispetto ai 123,3 $/b di quella precedente. Il ritorno sotto quota 100 $/b rappresenta un evento di enorme rilievo dopo 10 mesi di valori superiori a questa soglia. Va anche sottolineato l'impatto del calo dei prezzi del gas sul PUN sceso nella giornata di venerdì a 197 EURO/MWh contro gli oltre 340 di inizio mese.

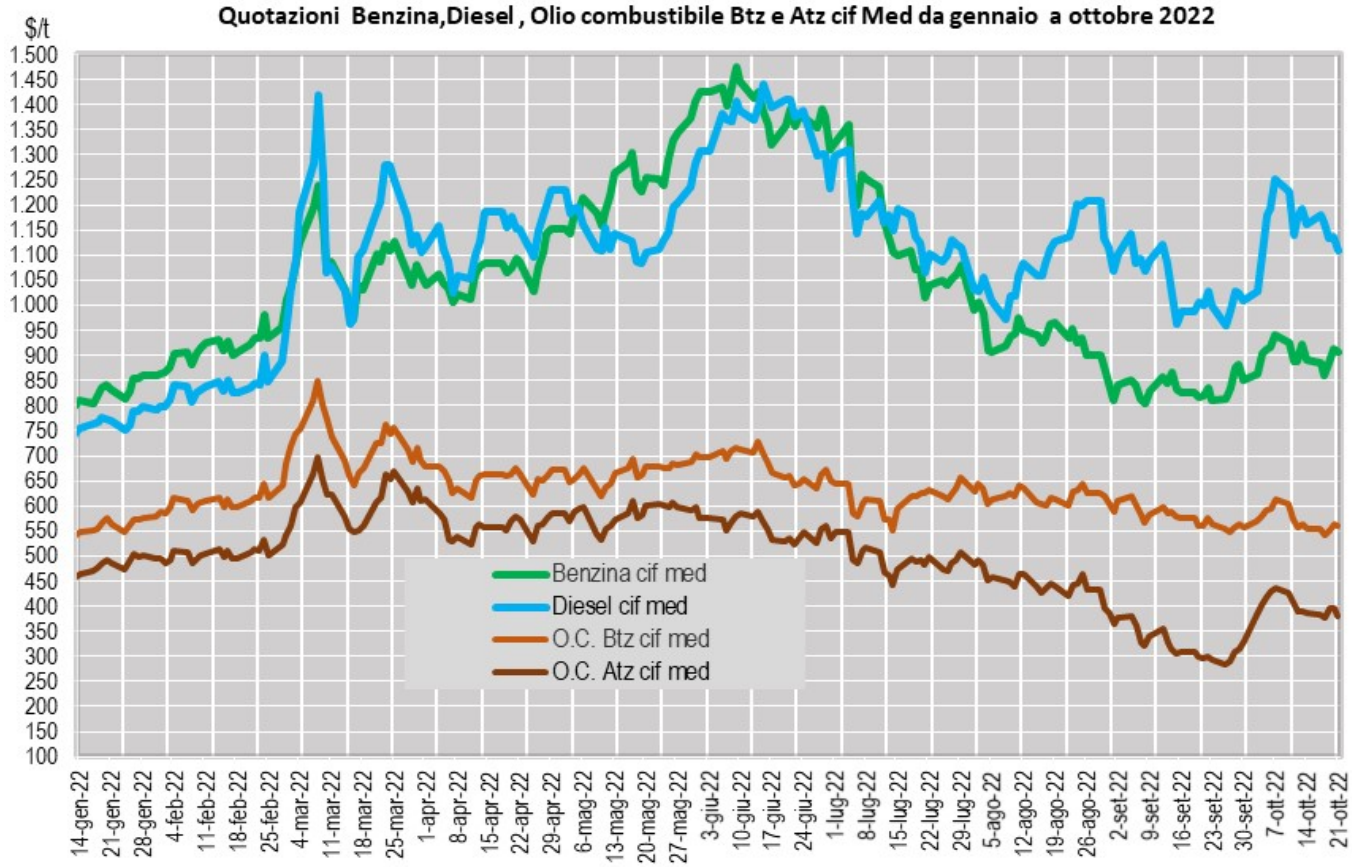
Il mercato dei prodotti, si è poco discostato dalle quotazioni della settimana precedenti con spunti di recupero nelle ultime sedute ma comunque con forti differenziazioni a favore delle frazioni medie.

- La media settimanale della benzina cif Med è scesa a 889,5 $/t ma con un valore di fine settimana di 906,8 $/t.
- La quotazione del diesel, sempre in media settimanale, è salita a 1144,7 $/t ,con un vantaggio sulla benzina che si è ridotto 255,2 $/t, valore comunque lontano dalle medie di lungo periodo.
- La quotazione dell'olio combustibile, a basso tenore di zolfo, è scesa in media settimanale a 528,9 $/t; anche la quotazione dell'olio c. ad alto tenore di zolfo ha perso terreno portandosi a 385,8 $/t; Il differenziale tra i due

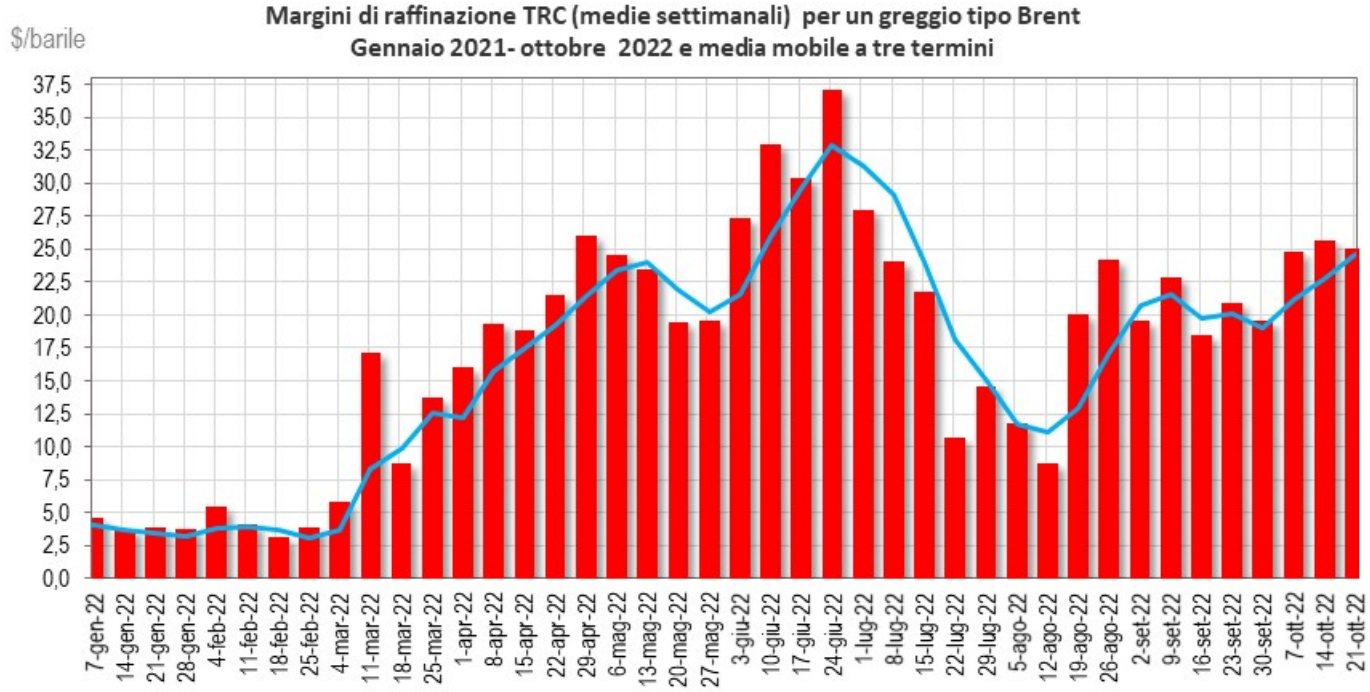
prodotti si è quindi attestato a 168,9 $/t.

– L'evoluzione della posizione relativa dei prodotti rispetto al greggio ha determinato delle limature al ribasso dei margini di raffinazione.

Con riferimento ad un greggio tipo Brent, lavorato a TRC, il margine di raffinazione, in media mensile è rimasto attestato sopra ai 20 dollari per barile, mentre quello relativo ad un greggio medio con le caratteristiche dell'Ural, si è ancora mosso sopra i 30 dollari sempre grazie al supporto della ottima valorizzazione del diesel e del kerosene; il margine per un greggio tipo Iranian Heavy si è poco discostato dai venti dollari per barile.



Fonte: elaborazioni su dati stampa specializzata



Fonte: elaborazioni su dati stampa specializzata

Our Symposium has become an important yearly appointment and an opportunity to discuss energy security, to explore new and existing trends, creative solutions of new technologies.

An appointment we do not want to miss!

Call for abstracts - deadline extended

we are looking forward to receiving your abstracts

All the information regarding the submission and Conference program:

The Conference program is online

www.aieesymposium.eu

proposed subjects

- Access to energy
- Green innovation, biofuels and bioenergy
- Hydrogen for the energy transition
- Behavioral energy economics
- Energy and climate change mitigation and adaptation
- Europe energy road map to 2050
- Energy supply and security
- Energy performance in buildings
- Emissions trading schemes, promoting energy efficiency
- Energy and emission modelling
- Carbon border adjustment measures
- Energy security for a more resilient society
- Energy vulnerability in developed countries
- Energy transition funds
- Sectorial approach to energy efficiency in industry
- Energy and industrial competitiveness
- Renewable energy sources and industries
- Regulation of energy network industries
- Regulation and taxation of energy markets
- Energy security: impact of COVID19
- Extending the scope of European energy regulation
- Blockchain experiments and regulation
- Electricity demand response, self-consumption, electricity tariffs and smart meters
- Local energy communities, big data and energy security
- Sustainable energy systems
- Smart grids, Microgrids and energy security
- Security risks in the electricity sector
- The utility of the future
- Energy security and the role of new technologies in energy transition
- Electric mobility for a sustainable future
- Energy storage and electrification– effects on the market
- Strategic contribution of energy storage to energy security
- Economics oil and gas markets, developments in LNG markets
- The changing geopolitics of energy and global governance
- European perspectives of energy security in the global context
- Nuclear energy markets
- Disruptive business models in energy sector

contact: aiee@aieesymposium.eu - 0039-06-3227367

GAS NATURALE

Francia, Spagna e Portogallo si impegnano a costruire un nuovo gasdotto sottomarino

Francia, Spagna e Portogallo hanno concordato di sviluppare e costruire un gasdotto sottomarino "BarMar" tra Barcellona e Marsiglia che trasporterà gas naturale e idrogeno. Il completamento nuovo gasdotto richiederà dai 4 ai 5 anni e sarà uilizzato per pompare idrogeno verde e altri gas rinnovabili e per trasportare temporaneamente anche gas naturale per aiutare ad affrontare l'attuale crisi energetica in Europa. Il progetto BarMar si sostituirà ai piani di ampliamento del gasdotto MidCat (da 7,5 miliardi di metri cubi/anno). Spagna e Portogallo erano favorevoli al progetto, mentre la Francia si è opposta, sostenendo che la costruzione di questo gasdotto attraverso i Pirenei avrebbe richiesto troppo tempo per risolvere problemi di approvvigionamento a breve termine. Spagna e Portogallo hanno concordato di completare anche un altro gasdotto rinnovabile che collegherà Zamora (Spagna centrale) e Celourico da Beira (Portogallo settentrionale).
La Spagna attraverso l'interconnessione del gas Lacal è collegata alla Francia (capacità di importazione di 5,2 miliardi di metri cubi/anno ed esportazione di 7 miliardi di metri cubi/anno) e al Portogallo (capacità di importazione di 2,5 miliardi di metri cubi/anno ed esportazione di 4,4 miliardi di metri cubi/anno).
Inoltre, Spagna e Francia hanno concordato di accelerare un'interconnessione elettrica attraverso il Golfo di Biscaglia. Un progetto di 400 km, che dovrebbe entrare in servizio nel 2025, comprenderà 4 linee e avrà una capacità di trasmissione di 2 GW. Tra il 17 ottobre 2022 e il 16 dicembre 2022 in Francia sarà condotta un'indagine pubblica per verificare la fattibilità del progetto.

TotalEnergies vende a Novatek la sua quota del 49% in un giacimento di gas da 2,4 miliardi di metri cubi in Russia

La compagnia petrolifera e del gas francese TotalEnergies ha venduto la sua restante partecipazione del 49% nella società russa Terneftegaz (la joint venture tra TotalEnergies e la società russa Novatek), che gestisce il giacimento di gas naturale da 2,4 miliardi di metri cubi Termokarstovoye, situato in Siberia. Novatek ora possiederà il 100% di Terneftegaz.
Il disinvestimento della società arriva quando una serie di articoli pubblicati in Francia hanno criticato il coinvolgimento di TotalEnergies in Russia. Tuttavia, secondo il gruppo, Total Energies aveva accettato di vendere a Novatek la sua partecipazione del 49% in Terneftegaz al 18 luglio 2022, quando TotalEnergies ha anche annunciato la vendita della sua restante partecipazione del 20% nel progetto petrolifero di Kharyaga da 30 kb/g a Zarubezhneft, un trasferimento che è stato finalizzato il 3 agosto 2022.
TotalEnergies mantiene ancora partecipazioni di minoranza in diverse società russe non statali: Novatek (19,4%), Yamal LNG (20%), Arctic LNG 2 (10%).

La Croazia raddoppierà la capacità del terminale GNL di Omisalj a 6 miliardi di metri cubi/anno

La Croazia investirà 180 milioni di euro per raddoppiare la capacità del suo terminale galleggiante di GNL di Omisalj, situato sull'isola di Krk, nel mare Adriatico, a 6,1 miliardi di metri cubi/anno (dagli attuali 2,6 miliardi di metri cubi/anno), oltre a costruire un nuovo gasdotto che collegherà le città di Zlobin e Bosiljevo nella Croazia nordoccidentale. Dei 180 milioni di euro, circa 25 milioni di euro saranno destinati all'ampliamento della struttura della FSRU di Omisalj mentre 155 milioni di euro saranno investiti nella parte del progetto relativa al gasdotto. Non è stato ancora fornito alcun calendario per il completamento del progetto. La Croazia sta seguendo l'attuale tendenza europea di cercare di proteggere e diversificare le sue fonti di approvvigionamento di gas, tra il deterioramento delle relazioni con la Russia e la crescente inaffidabilità delle forniture di gas a causa della guerra in Ucraina.
Il terminale galleggiante di GNL sull'isola di Krk, entrato in funzione da gennaio 2021, ha avviato la diversificazione dell'offerta per la Croazia, che fino ad allora faceva molto affidamento sul gas russo e sulla propria produzione (750 milioni di metri cubi nel 2020). Il progetto del terminale GNL di Omisalj è stato sviluppato dall'azienda elettrica nazionale Hrvatska Elektroprivreda (HEP) (85%) e dall'operatore nazionale del sistema di trasporto del gas Plinacro (15%).

Gazprom ha sospeso completamente le consegne di gas all'utility francese Engie

La Gazprom, ha informato Engie della sospensione totale delle forniture di gas a partire da settembre fino a quando Gazprom non riceverà tutti i pagamenti per il gas.
L'autorità di regolamentazione dell'energia francese, la Commission de Regulation de l'Energie (CRE), ha risposto affermando che la Francia avrà forniture di gas sufficienti per superare il prossimo inverno, anche se potrebbe aver bisogno di importare elettricità. Il regolatore ha anche aggiunto che il paese avrà riempito i suoi impianti di stoccaggio del gas al 100% entro la fine di settembre o l'inizio di ottobre.

Cina: Sinopec scopre un pozzo di gas di scisto da circa 388 miliardi di mc

La compagnia petrolifera e del gas cinese Sinopec ha scoperto un pozzo di gas di scisto ad alta produzione con un flusso che raggiunge i 94 milioni di metri cubi/anno e riserve stimate a quasi 388 miliardi di metri cubi, situato presso il pozzo esplorativo Jinshi-103HK nella provincia del Sichuan (Cina sudoccidentale).
Nel 2019, Sinopec aveva fatto un'altra scoperta di gas di scisto nel Sichuan, il giacimento di Weirong, situato vicino alla città di Zigong. Il pozzo, che ha riserve di gas comprovate di 125 miliardi di metri cubi, ha iniziato a produrre un miliardo di metri cubi/anno nel 2021 dopo che Sinopec ha completato la costruzione della prima fase del progetto.
La seconda fase prevista per il 2022, aumenterà la capacità di produzione di Weirong a 3 miliardi di metri cubi/anno.
All'inizio di ottobre 2022, la Commissione nazionale cinese per lo sviluppo e la riforma (NDRC), ha approvato la costruzione di un gasdotto da 20 miliardi di metri cubi/anno che collega i giacimenti di gas nella provincia di Sichuan (Cina sudoccidentale) alla provincia di Hubei (Cina centrale).
Il progetto sarà sviluppato dalla Southwest Pipeline Company di PipeChina. La costruzione dovrebbe iniziare a dicembre 2022 e il progetto dovrebbe essere completato entro la fine del 2024. Il gasdotto avrà una lunghezza di 1.145 km.
Il progetto, che comprende 12 diramazioni aggiuntive per un totale di 431 km, porterà la lunghezza totale del progetto a 1.576 km. Questo è il secondo grande gasdotto che collega il bacino del Sichuan, ricco di gas, ai consumatori della Cina orientale.

PipeChina inizia la costruzione di un quarto gasdotto da 30 miliardi di mc

PipeChina ha avviato la costruzione del quarto gasdotto del progetto della linea di trasmissione del gas naturale da ovest a est del paese. Questa quarta sezione del progetto raggiungerà una lunghezza di 3.340 km e avrà una capacità di trasporto del gas iniziale di 15 miliardi di metri cubi/anno, che dovrebbe essere portata a 30 miliardi di metri cubi/anno. Il gasdotto andrà da Turpan, nella contea di Wuqia, nella regione autonoma dello Xinjiang (Cina nordoccidentale) alla città di Zhongwei nella regione autonoma di Ningxia (Cina centro-settentrionale).
Una volta completata la quarta fase, il progetto della linea di trasporto del gas naturale da ovest a est dovrebbe raggiungere una capacità totale di oltre 100 miliardi di metri cubi/anno.
Il primo gasdotto collega lo Xinjiang e Shanghai (4.380 km), ha una capacità di 17 miliardi di metri cubi/anno ed è diventato operativo nel 2004. Il secondo gasdotto va dallo Xinjiang al Guangdong (8.819 km), ha una capacità di 30 miliardi di metri cubi/anno ed è diventato operativo nel 2012. Il terzo gasdotto va anche dallo Xinjiang al Guangdong (6.840 km), ha una capacità di 30 miliardi di metri cubi/anno ed è diventato operativo nel 2016.
PetroChina Pipelines, una sussidiaria di PetroChina, gestisce e gestisce i gasdotti del progetto.

Polonia e Slovacchia hanno inaugurato un nuovo gasdotto da 10,4 miliardi di mc

Polonia e Slovacchia hanno inaugurato un nuovo gasdotto da 10,4 miliardi di metri cubi/anno che collega i due paesi, che consente alla Polonia di importare 5,7 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale e garantisce alla Slovacchia l'accesso a 4,7 miliardi di metri cubi/anno.
Il nuovo gasdotto di 165 km fa parte del corridoio del gas nord-sud che collega il terminale di gas nel terminale polacco di Swinoujscie GNL e il tubo baltico, alle infrastrutture del gas naturale nella Polonia sud-orientale e nell'Europa centro-orientale e sud-orientale.
La nuova interconnessione è gestita dalle società Gaz-System ed EUTREAM, che hanno ricevuto 33 milioni di euro dal budget dell'Unione Europea attraverso il programma Connecting Europe Facility.
Nel luglio 2022, Polonia e Danimarca hanno anche collegato un gasdotto offshore Baltic Gas da 10 miliardi di metri cubi all'anno alla rete di trasmissione danese a Faxe, in Danimarca, e al sistema di trasmissione polacco a Pogorzelica, integrando le reti del gas dei due paesi. Il progetto dovrebbe essere completamente commissionato il 1 ottobre 2022.

La Bulgaria raddoppia la sua capacità riservata nel terminale di Alexandroupolis

La Bulgaria ha raggiunto un accordo per raddoppiare la sua capacità riservata a 1 miliardo di mc/anno in un nuovo impianto di GNL al largo del porto di Alexandroupolis (Grecia nord-orientale). Il terminale GNL da 5,5 miliardi di metri cubi/anno dovrebbe diventare operativo alla fine del 2023 e ha lo scopo di aiutare i paesi balcanici a garantire un approvvigionamento di gas diversificato e stabile in mezzo alle crescenti tensioni con la Russia.
Il terminale GNL di Alexandroupolis sarà costruito da un consorzio della famiglia greca Copelouzos, delle società greche del gas DEPA e DEFSA, della Bulgaria Bulgartransgaz e della Cipro Gaslog. Potrà immagazzinare 153.500 mc.
La Bulgaria sta cercando di garantire l'approvvigionamento di gas naturale per il prossimo inverno dopo che la Russia ha interrotto le sue forniture di gas nell'aprile 2022 per il rifiuto del paese di pagare in rubli a causa delle sanzioni europee.

L'India lancia una gara d'appalto per 42 blocchi di esplorazione di Coal bed Methane, di petrolio, gas e carbone

La Direzione Generale degli Idrocarburi (DGH), l'autorità di regolamentazione dell'India, sta mettendo all'asta 26 blocchi di petrolio e gas e 16 blocchi di coal bed methane nell'ultima tornata di concessioni di licenze di esplorazione. Dei 26 blocchi di petrolio e gas, 15 sono blocchi di acque ultra profonde, 8 sono blocchi di acque poco profonde e 3 sono blocchi a terra. Coprono un'area di 223.000 km2.

In una precedente tornata di licenze di esplorazione nel 2021, l'India ha offerto 21 blocchi di cui 15 a terra, 4 blocchi di acque poco profonde e 2 blocchi di acque ultra profonde, su un'area di 35.300 km^2. Diciotto blocchi sono stati assegnati a Oil and Natural Gas Corporation Limited (ONGCL), 2 a Oil India Limited e 1 a Sun Petrochemicals. In totale, sono state concluse sette tornate con 134 blocchi esplorativi assegnati. Un ottava tornata che offre 10 blocchi è stata lanciata a luglio 2022 con i risultati non ancora conclusi.

Nel 2019, l'India ha approvato la Hydrocarbon Exploration & Licensing Policy (HELP), che adotta il modello di contratto di compartecipazione alle entrate. La polizza include anche termini come aliquote di royalty ridotte, libertà di marketing e determinazione dei prezzi, libertà per gli investitori di ritagliarsi blocchi di loro interesse, un'unica licenza per coprire risorse di idrocarburi sia convenzionali che non convenzionali, permesso di esplorazione durante l'intera durata del contratto e una procedura di aggiudicazione facile, trasparente e veloce.

La Svizzera fissa un obiettivo di risparmio di gas del 15% da ottobre 2022 a marzo 2023

Il Consiglio federale svizzero ha fissato un obiettivo di risparmio di gas volontario del 15% per l'inverno poiché l'Europa deve affrontare una potenziale carenza di gas a causa delle relazioni tese con la Russia.

L'obiettivo della Svizzera è di consumare il 15% di gas in meno rispetto al consumo medio degli ultimi cinque anni da ottobre 2022 a marzo 2023, corrispondente a un risparmio di circa 3,6 TWh.

Il gas rappresenta una quota inferiore del consumo energetico svizzero rispetto ad altri paesi europei (circa il 12% del consumo totale del paese con 3,5 miliardi di metri cubi nel 2020), tuttavia tre quarti del consumo annuo si verificano durante i mesi invernali.

La Germania inizia la costruzione di un terminale di GNL da 4,5 miliardi di mc

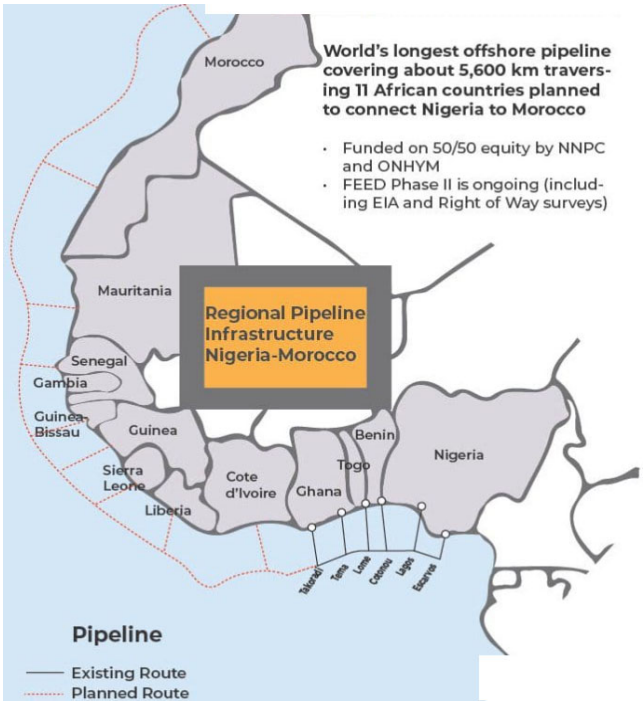
Deutsche ReGas ha avviato la costruzione di un terminale di importazione di GNL da 4,5 miliardi di metri cubi/anno, denominato Deutsche Ostee, a Lubmin, nel nord-est della Germania. Il progetto, finanziato privatamente, dovrebbe iniziare le operazioni di rigassificazione nel dicembre 2022. Nel luglio 2022, TotalEnergies ha deciso di noleggiare per il progetto un'unità galleggiante di stoccaggio e rigassificazione (FSRU), che può coprire circa il 5% del consumo annuale di gas tedesco.

NNPC e ONHYM firmano accordi sul gasdotto Nigeria-Marocco

La Nigerian National Petroleum Company (NNPC) e l'Ufficio nazionale marocchino degli idrocarburi e delle miniere (ONHYM) hanno firmato il Memorandum d'intesa per l'inizio della costruzione del gasdotto Nigeria-Marocco (NMGP) di 5.600 km. Inoltre, Marocco e Nigeria hanno concluso accordi simili con la Comunità economica degli Stati dell'Africa occidentale (ECOWAS), la compagnia petrolifera e del gas mauritana Hydrocarbons Company (SMH) e il gruppo nazionale senegalese di idrocarburi Petrosen, che dovrebbero anche entrare a far parte del progetto.

L'NMGP è un progetto di gasdotto di 5.600 km con una capacità di 3 bcf/g (31 bcm/anno), che attraversa 13 paesi, tra cui Nigeria, Benin, Togo, Ghana, Costa d'Avorio, Liberia, Sierra Leone, Guinea, Guinea Bissau, Gambia, Senegal, Mauritania e Marocco. Il progetto da 25 miliardi di dollari, una volta completato, fornirà gas dalla Nigeria ai paesi dell'Africa occidentale fino al Marocco e successivamente all'Europa. La messa in servizio potrebbe avvenire negli anni '40.

Anche la Nigeria fa parte di un progetto concorrente, promosso dall'Algeria. Nell'agosto 2022 Algeria, Niger e Nigeria hanno firmato un memorandum d'intesa (MoU) per la costruzione del Trans-Saharan Gas Pipeline (TSGP) da 30 miliardi di metri cubi all'anno tra Warri in Nigeria e Hassi R'Mel



in Algeria, di passaggio Niger. Il gasdotto da 13 miliardi di dollari, che mira a collegare l'Europa alle riserve di gas naturale dei tre paesi, sarà lungo 4.128 km, di cui 1.037 km in Nigeria, 841 km in Niger e 2.310 km in Algeria.

Il governo lettone sostiene la costruzione del previsto terminal GNL Skulte in Lettonia

Il governo della Lettonia ha sostenuto la costruzione del previsto terminale di GNL di Skulte concedendogli lo status di oggetto di interesse nazionale, poiché il paese sta cercando di diversificare le sue fonti di approvvigionamento di gas. Questa decisione consentirà procedure amministrative più rapide e semplificate per l'attuazione del progetto di importazione di GNL. Un disegno di legge sarà presentato al governo lettone e successivamente al Saeima (parlamento lettone) nel settembre 2022 per portare avanti il progetto.

Il terminale Skulte LNG è un'unità di rigassificazione galleggiante (FRU) che sarà situata nell'area portuale di Skulte, a 2,5 km al largo della costa a nord di Riga. Il progetto non avrà una struttura di celle frigorifere, ma sarà caratterizzato da un collegamento diretto con gasdotti al deposito sotterraneo di gas di Inčukalns, situato a 34 km di distanza e che ha una capacità di stoccaggio di 2,3 miliardi di metri cubi. JSC Skulte LNG Terminal, lo sviluppatore del progetto, prevede che l'impianto possa essere completato entro 16 mesi dall'inizio della costruzione e potrebbe essere messo in servizio nel 2024.

L'Ungheria investirà 16 miliardi di euro per aumentare la produzione di energia e ridurre le importazioni di gas

Secondo il ministero ungherese della Tecnologia e dell'Industria, l'Ungheria prevede di investire 16 miliardi di euro entro il 2030 per aumentare la produzione di elettricità e la capacità di stoccaggio nel paese, al fine di ridurre la sua dipendenza dalle importazioni di gas. A tal fine, il Ministero si è prefissato diversi obiettivi, tra cui:

- ridurre il fabbisogno di gas naturale nel consumo totale (dal 32% nel 2020 al 26% entro il 2030 e al 15% nel 2050)
- aumentare la quota di fonti di energia alternative (in particolare raggiungendo 8 GW di capacità solare entro il 2024 e fino a 14 GW entro il 2030, nonché prolungando di 20 anni la durata della centrale nucleare da 2 GW Paks)
- sviluppo della rete elettrica e delle capacità di stoccaggio dell'energia
- aumento della domanda di energia elettrica e servizio flessibile
- eliminazione graduale della combustione della lignite nella centrale elettrica di Mátra da 950 MW entro il 2025

Nel luglio 2022, il governo ungherese ha anche abolito un tetto massimo di anni sui prezzi delle utenze per le famiglie a maggiore utilizzo, che dovrebbe contribuire a un calo del consumo di gas al dettaglio.

La maggior parte della fornitura di gas ungherese proviene dalla Russia (79% nel 2019). In base a un accordo firmato nel 2021 con la Russia, l'Ungheria riceve 3,5 miliardi di metri cubi/anno di gas attraverso la Bulgaria e la Serbia e un ulteriore 1 miliardo di metri cubi/anno tramite un gasdotto dall'Austria. Il suo accordo con Gazprom durerà 15 anni.

La norvegese Equinor firma un accordo di vendita di gas da 2,4 miliardi di metri cubi/anno con la polacca PGNiG

La compagnia petrolifera e del gas norvegese Equinor ha firmato un accordo di vendita di gas della durata di 10 anni per fornire alla PGNiG 2,4 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale, attraverso il progetto Baltic Pipe. I volumi previsti dal nuovo accordo a lungo termine equivalgono a circa il 15 % del consumo annuo di gas in Polonia. L'accordo sarà in vigore dal 1 gennaio 2023 al 1 gennaio 2033.

Il Baltic Pipe Project è un progetto di infrastruttura del gas che consentirà il trasporto di gas dalla Norvegia ai mercati danese e polacco, nonché agli utenti finali nei paesi vicini. Allo stesso tempo, il Baltic Pipe Project consentirà la fornitura di gas dalla Polonia al mercato danese. Dovrebbe essere messo in servizio entro la fine del 2022.

Nel luglio 2022 Gaz-System ed Energinet hanno collegato il gasdotto offshore Baltic Gas alla rete di trasmissione danese di Faxe, in Danimarca, e al sistema di trasmissione polacco di Pogorzelica, integrando le reti del gas dei due paesi.

Eni e Sonatrach avviano la produzione di due giacimenti a gas a Berkine, in Algeria

Eni e Sonatrach hanno avviato la produzione di due giacimenti di gas relativi alla commessa Berkine Sud nella regione di Berkine, nell'Algeria orientale. I due giacimenti, che dovrebbero produrre 1 milione di metri cubi/giorno (4 miliardi di metri cubi/anno) una volta raggiunto il loro pieno potenziale, hanno attualmente una capacità produttiva di 1 milione di metri cubi/giorno (0,37 miliardi di metri cubi/anno). Si prevede che questa capacità aumenterà a 2 milioni di metri cubi/giorno (0,73 miliardi di metri cubi/anno) entro la fine del 2022.

Nel luglio 2022 il governo italiano ha firmato una serie di accordi con l'Algeria, tra cui l'aumento delle forniture di gas di 4 miliardi di metri cubi per i prossimi mesi.

Inoltre, Eni ha firmato con Sonatrach un'estensione del contratto di condivisione della produzione per un periodo di 25 anni per i Blocchi 404a e 208 onshore nel bacino del Berkine.

Nel settembre 2022 l'Algeria ha accettato di consegnare all'Italia 25 miliardi di metri cubi di gas per il 2022.

Eni annuncia la scoperta a gas di circa 71 miliardi di metri cubi al largo di Cipro

Eni ha annunciato di aver effettuato una significativa scoperta di gas di circa 71 miliardi di metri cubi nel pozzo Cronos-1, situato al largo di Cipro. Il pozzo Cronos-1 è stato perforato nel Blocco 6, a 160 km dalla costa cipriota, a una profondità di 2.287 metri. Il Blocco è gestito da Eni Cyprus ed il suo partner Total Energies (al 50%). Le stime preliminari indicano circa 71 miliardi di metri cubi di gas, con un significativo rialzo aggiuntivo che sarà indagato da un ulteriore pozzo esplorativo nell'area. Il pozzo Cronos-1 è il quarto pozzo esplorativo perforato da Eni Cyprus e il secondo pozzo nel Blocco 6, dopo la scoperta a gas di Calypso-1 nel 2018.

I paesi dell'Africa centrale firmano un accordo sulla rete regionale di oleodotti e gasdotti

Angola, Camerun, Ciad, Congo, Repubblica Democratica del Congo, Guinea Equatoriale e Gabon hanno concordato di costruire tre gasdotti di circa 6.500 km entro il 2030, oltre a depositi di stoccaggio, terminali di gas naturale liquefatto, almeno tre raffinerie e centrali elettriche a gas. I paesi hanno firmato un memorandum d'intesa, che apre la strada a studi di fattibilità. L'obiettivo generale dell'accordo è aumentare la produzione di petrolio e gas e porre fine alla povertà energetica nella regione entro il 2030.

I sette paesi hanno rappresentato il 27% della produzione di petrolio dell'Africa nel 2019 e il 6% della produzione di gas del continente. Detengono il 13% delle riserve accertate di petrolio dell'Africa e il 5% delle riserve accertate di gas del continente (2021). Nel 2020, l'Angola ha prodotto 1,292 mb/g di petrolio, seguita da Congo (0,301 mb/g), Gabon (0,215 mb/g) e Guinea Equatoriale (0,190 mb/g). La produzione di gas dell'Angola ha raggiunto 5,7 miliardi di metri cubi nel 2021, seguita da Guinea Equatoriale (5,6 miliardi di metri cubi), Congo (0,7 miliardi di metri cubi) e Gabon (0,5 miliardi di mc)

Gazprom ripristina il transito del gas in Italia attraverso il gasdotto TransAustriaco

La compagnia russa del gas Gazprom ha ripreso le esportazioni di gas verso l'Italia attraverso l'Austria dopo aver risolto una questione sulle nuove regole austriache che aveva portato alla sospensione dei flussi dal 1 ottobre 2022. Eni ha confermato la risoluzione della questione.

La maggior parte del gas russo consegnato in Italia passa attraverso l'Ucraina attraverso il Trans Austria Gas Pipeline (TAG), a Tarvisio nel nord Italia, al confine con l'Austria.

Nel 2021 circa il 96% del gas italiano è stato importato (73 miliardi di metri cubi), di cui circa il 45% proveniente dalla Russia. L'Italia ha recentemente compiuto sforzi per diversificare la propria fornitura, in particolare firmando un accordo con l'Algeria per la consegna di 25 miliardi di metri cubi di gas naturale nel 2022.

La GTS olandese mantiene un piano per tagliare la produzione di gas dal giacimento di Groningen

L'operatore olandese della rete del gas Gasunie Transport Services (GTS) ha annunciato che il paese proseguirà con il suo piano per tagliare la produzione di gas dal giacimento di gas di Groningen nel 2023, a causa del fatto che l'Europa ha fatto scorta di forniture prima dell'inverno e che prezzi elevati hanno portato a una riduzione della domanda.

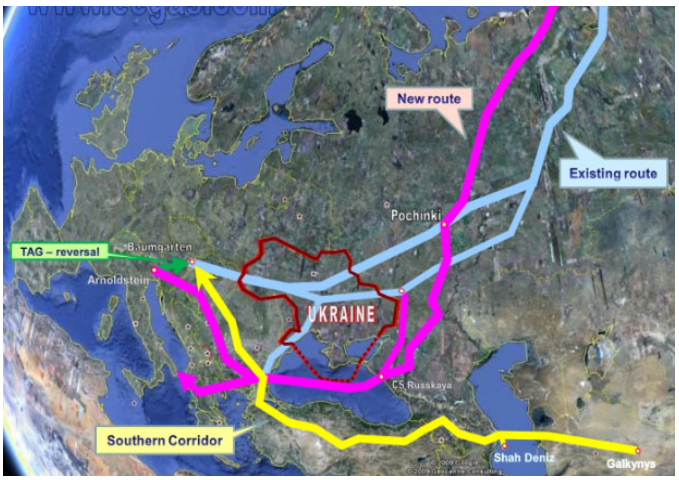
La produzione del giacimento di gas di Groningen dovrebbe essere ridotta a 2,8 miliardi di metri cubi nei 12 mesi fino alla fine di settembre 2023, prima della chiusura prevista per la fine dell'anno. La sua produzione nell'anno fino al 30 settembre 2022 è stata limitata a 7,6 miliardi di metri cubi. Per diversi mesi era previsto un aumento della produzione nel giacimento di Groningen al fine di ridurre l'impennata dei prezzi del gas.

NAM (Nederlandse Aardolie Maatschappij) (60%), una joint venture tra Shell ed ExxonMobil (50/50 JV) ed EBN (40%), detiene la licenza di produzione unica per il giacimento di Groningen.

Nel 2021, il gas naturale rappresentava il 43% del consumo energetico totale dei Paesi Bassi e il 46% del suo mix energetico. La produzione interna del Paese (21,7 miliardi di metri cubi nel 2021) ha coperto solo il 51% del suo consumo interno (42,3 miliardi di metri cubi).

La Moldova aumenta le tariffe del gas per le famiglie del 27%

L'Agenzia nazionale per la regolamentazione dell'energia (ANRE), l'autorità di regolamentazione del gas in Moldova, ha aumentato le tariffe del gas per le famiglie moldave del 27% a 1,54 €/mc a causa dell'aumento dei costi delle forniture energetiche dall'inizio della guerra in Ucraina. La Moldova dipende fortemente dall'energia russa e ha cercato di diversificare i suoi fornitori, temendo un'interruzione dell'approvvigionamento dopo il disaccordo con la Gazprom sui prezzi.



L'Argentina raddoppierà la capacità di trasporto dal giacimento di Vaca Muerta

Il Ministero dell'Energia argentino ha annunciato che l'operatore dell'oleodotto Oldelval, investirà 750 milioni di dollari per raddoppiare la sua capacità di trasporto dalla formazione di gas di scisto Vaca Muerta nell'Argentina centrale, da 13 miliardi di metri cubi/anno a 26 miliardi di metri cubi/anno. Il progetto, che richiederà l'installazione di ulteriori 525 km di condotte, dovrebbe essere completato nel 2024.
L'annuncio è arrivato dopo che il governo ha approvato una proroga di 10 anni per Oldelval per la gestione di oleodotti dal bacino di Neuquen a Vaca Muerta fino al 2037. All'inizio di settembre 2022, Petronas e Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) argentino hanno firmato accordi per costruire un 25 Mt/anno Impianto GNL e un gasdotto di 600 km a Vaca Muerta.
Vaca Muerta ha stimato riserve di gas a circa 8.700 miliardi di metri cubi e riserve di petrolio a 16,2 Gbl. Si stima che sia la seconda più grande riserva di gas non convenzionale e la quarta più grande riserva di petrolio del suo genere al mondo, con solo il 7% del suo potenziale sviluppato. La produzione di petrolio dell'Argentina è diminuita del 5% nel 2020 a 29 Mt, dopo un aumento del 4% nel 2019. La produzione di gas naturale è diminuita del 9% nel 2020 (41 miliardi di metri cubi), dopo essere aumentata del 3,4%/anno nel 2014-2019.

La Polonia inaugura il gasdotto Baltic Pipe da 10 miliardi di metri cubi all'anno

Il progetto del gasdotto Baltic Pipe è stato inaugurato a Goleniów, nella Polonia nord-occidentale, il 27 settembre 2022, con l'inizio del trasporto effettivo del gas che inizierà il 1 ottobre 2022. Il progetto Baltic Pipe da 10 miliardi di metri cubi/anno, sviluppato dalla Danimarca Energinet e dalla Polonia Gaz-System, è un'infrastruttura del gas che consente il trasporto di gas dalla Norvegia ai mercati danese e polacco, nonché agli utenti finali nei paesi vicini. Il Baltic Pipe Project consente inoltre il trasporto di 3 miliardi di metri cubi/anno di gas dalla Polonia alla Danimarca.
Il Baltic Pipe è un progetto europeo di interesse comune dal 2013 e ha ricevuto circa 267 milioni di euro di finanziamenti dell'UE attraverso il meccanismo per collegare l'Europa.
All'inizio di settembre 2022, Equinor ha firmato un accordo di vendita di gas della durata di 10 anni per fornire alla PGNiG 2,4 miliardi di mc/anno di gas, attraverso il progetto Baltic Pipe. L'accordo sarà in vigore dal 1 gennaio 2023 al 1 gennaio 2033.

Russia e Iran stanno negoziando un accordo di scambio di gas russo con petrolio iraniano

Russia e Iran stanno attualmente negoziando un accordo di scambio del gas russo con petrolio iraniano. Nella prima fase, 10 miliardi di metri cubi di gas naturale verrebbero scambiati con 5 Mt di gasolio. Le consegne potrebbero avvenire attraverso il Mar Caspio e altri paesi, per ferrovia e oleodotto. Russia e Iran prevedono di sviluppare altri progetti congiunti. L'accordo dovrebbe essere concluso entro la fine del 2022. I due paesi hanno cercato di espandere la loro cooperazione da quando sono state imposte sanzioni alla Russia in seguito alla decisione di invadere l'Ucraina.
Nel settembre 2022, l'Iran ha accettato di acquistare 3,3 miliardi di metri cubi/anno di gas dalla Russia attraverso l'Azerbaigian. Nel luglio 2022, la National Iranian Oil Company (NIOC) e il Gazprom hanno firmato un memorandum d'intesa del valore di 40 miliardi di dollari. Gazprom aiuterà NIOC nello sviluppo dei giacimenti di gas di Kish e North Pars, nel miglioramento della pressione del giacimento di South Pars, nello sviluppo di 6 giacimenti petroliferi, nello scambio di gas e prodotti, nel completamento di progetti di GNL e nella costruzione di gasdotti per l'esportazione.

German LNG Terminal firma un contratto per un progetto da 8 miliardi di mc

German LNG Terminal firma il contratto con Engineering Procurement and Construction (EPC) con CS Gas North, una joint venture tra COBRA Instalaciones y Servicios e SENER Ingeniería y sistemas per il progetto del terminal di importazione di GNL onshore Brunsbüttel da 8 miliardi di metri cubi all'anno situato nello Schleswig- Holstein länder (Germania settentrionale). Il terminale sarà composto da un impianto di rigassificazione del GNL, che potrebbe essere ampliato in un secondo momento fino a una capacità di 10 miliardi di metri cubi/anno, due serbatoi di GNL con una capacità di 165.000 mc ciascuno, nonché un molo con due ormeggi per le navi metaniere e navi GNL più piccole. L'impianto dovrebbe entrare in funzione nel 2026.
Il terminale installerà a Brunsbüttel un'unità di rigassificazione galleggiante di stoccaggio (FSRU) da 3,5 miliardi di metri cubi/anno. Il progetto, che raggiungerà una capacità di 5 miliardi di metri cubi e sarà suddiviso in tre fasi, e sarà commissionato tra la fine del 2022 e il dicembre 2023.

Il Turkmenistan prevede raddoppiare le esportazioni di gas verso la Cina a 65 miliardi di metri cubi/anno

Il Turkmenistan prevede di più che raddoppiare le proprie esportazioni di gas naturale verso la Cina a 65 miliardi di metri cubi/anno grazie alla quarta linea da 30 miliardi di metri cubi/anno del gasdotto Cina-Turkmenistan, attualmente in costruzione. Questo annuncio arriva dopo che i due paesi hanno raggiunto un accordo sullo sviluppo della seconda fase del giacimento di gas di Galkynysh in Turkmenistan, che ha riserve commerciali di circa 2.800 miliardi di metri cubi.

Il Turkmenistan è il più grande fornitore cinese con quasi 31 miliardi di metri cubi esportati nel 2021, molto più avanti della Russia che è il secondo fornitore cinese (10 miliardi di metri cubi/anno nel 2021).

Il gasdotto Cina-Turkmenistan ha attualmente una capacità di 55 miliardi di metri cubi/anno e, una volta completato, dovrebbe raggiungere una capacità di flusso di 85 miliardi di metri cubi/anno. Le prime tre linee del gasdotto sono state commissionate rispettivamente nel 2009, 2010 e 2014. Non è stata ancora comunicata una data fissata per il completamento della quarta linea.

La tedesca EnBW aumenterà i prezzi del gas al dettaglio del 38% da dicembre 2022

Il gruppo energetico tedesco EnBW prevede di aumentare i prezzi al dettaglio del gas in media del 38% a € 13,5c/kWh a partire dal 1° dicembre 2022 a causa dei maggiori costi di approvvigionamento, aumentando di € 768 all'anno la bolletta per una famiglia con un consumo medio annuo di 20.000 kWh. I prezzi del gas sui mercati all'ingrosso erano in media di circa 2c€/kWh negli anni precedenti, mentre sono già quintuplicati a circa 11c€/kWh finora nel 2022. La vendita di gas di EnBW è stata di 265 TWh nel 2021, il che rende l'azienda il più grande gas distributore nel paese.

All'inizio di ottobre 2022, la Commissione indipendente tedesca per il gas naturale e il calore ha proposto un nuovo schema di sovvenzioni da 96 miliardi di euro a partire dal 2023 progettato per limitare le bollette del gas per famiglie e imprese. Da marzo 2023 a fine aprile 2024, le famiglie pagherebbero 12 centesimi di euro/kWh per l'80% del consumo di gas dell'anno precedente. Dal 1 gennaio 2023 fino alla fine di aprile 2024 la tariffa industriale per il 70% del consumo dell'anno precedente sarebbe fissata a 7 €/kWh. Inoltre, la commissione ha proposto un pagamento una tantum per coprire la bolletta del gas per tutte le famiglie e le piccole e medie imprese nel mese di dicembre 2022.

PETROLIO

La norvegese Aker investirà 15,3 miliardi di dollari per aumentare la produzione di petrolio a 23 Mt/anno

L'operatore norvegese Aker BP ha dichiarato che prevede di spendere almeno 150 miliardi di NOK (15,3 miliardi di dollari USA) nei prossimi 5-6 anni nel tentativo di aumentare la sua produzione giornaliera di petrolio da quasi 400 kb/giorno a circa 525 kb/giorno entro il 2028 (da 17 Mt/anno a 23 Mt/anno).

A seguito della fusione con Lundin Energy, avvenuta nel giugno 2022, Aker BP sta lavorando a un totale di 15 progetti di sviluppo sulla piattaforma continentale norvegese, dove il Piano di Sviluppo e Operativo (PDO) sarà presentato al Ministero del Petrolio e Energia entro la fine del 2022.

Il più grande progetto è nell'area NOAKA (Nord di Alvheim, Krafla e Askja) nel Mare del Nord, uno sviluppo coordinato di diversi campi in cui gli investimenti totali sono stimati in circa 10 miliardi di dollari USA.

Aker BP stima che il progetto contenga circa 600 miliardi di BOE a un prezzo di pareggio di 30 dollari al barile.

Inoltre, la costruzione di una nuova piattaforma sul campo di Valhall nella parte più meridionale del Mare del Nord norvegese e l'aggancio del campo di Fenris (ex King Lear) alla nuova piattaforma, necessita investimenti stimati a circa 4-5 miliardi di dollari USA.

L'Iraq avvia le operazioni di prova per la raffineria di Karbala da 140 kb/g

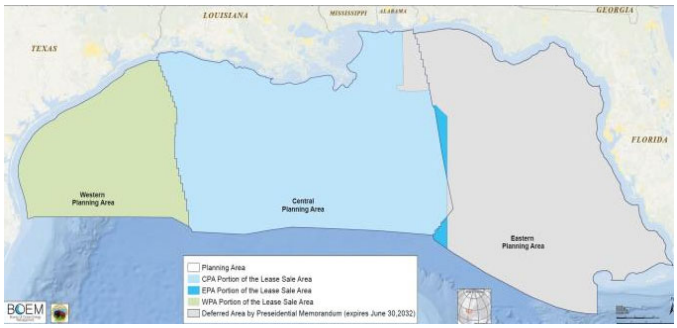
L'Iraq ha avviato le operazioni di prova della raffineria di Karbala da 140 kb/g a sud della capitale irachena Baghdad. La raffineria da 6 miliardi di dollari, sviluppata da ATCONZ e Invest International (Italia), sarà rifornita di petrolio greggio tramite un oleodotto proveniente dai giacimenti petroliferi meridionali di Bassora. La costruzione è iniziata nel 2014.

Prima del completamento della raffineria di Karbala, l'Iraq aveva 16 raffinerie, per una capacità nominale totale di 1 mb/g. Le principali raffinerie sono Baiji (140 kb/g, esteso da 70 kb/g nel 2021), Bassora (140 kb/g), Daura (espanso a 210 kb/g nel 2011) e Kalak (espanso a 100 kb/g). nel 2011).

La Serbia fermerà le importazioni di petrolio dalla Russia a novembre e diversificherà le forniture

Il governo serbo ha annunciato che la Serbia non sarà più in grado di importare greggio russo dal 1° novembre 2022 in conseguenza del sesto pacchetto di sanzioni dell'UE contro la Russia. Circa il 50% delle importazioni di petrolio del paese sono soddisfatte dalla Russia prima della guerra in Ucraina.
La Serbia ha affermato che può garantire alternative all'energia russa per affrontare potenziali carenze di approvvigionamento e prevede di importare petrolio dall'Azerbaigian a partire dal 2023 e di negoziare per altre importazioni con l'Iraq e il Venezuela.
Inoltre, la Serbia ha annunciato l'intenzione di acquistare circa 2 Mt di carbone dalla Cina e dall'Indonesia, poiché il carbone rappresenta circa il 70% della produzione di energia della Serbia (2020).

Gli Stati Uniti annunciano delle nuove aste di perforazione di petrolio e gas



Il Dipartimento dell'Interno degli Stati Uniti ha annunciato i primi passi verso lo svolgimento di aste di perforazione di petrolio e gas onshore e offshore negli stati americani del New Mexico, del Wyoming e nel Golfo del Messico nei prossimi mesi. Il Bureau of Land Management (BLM) sta cercando contributi pubblici, per un piano che offre alle aziende di petrolio e gas, 209 terreni (per un totale di 1.016 km^2) nel Wyoming e 45 terreni (per un totale di 41 km^2) nel New Mexico e valuterà nelle prossime settimane altre potenziali aree in vendita in altri stati.
Contemporaneamente, il Bureau of Ocean Energy Management (BOEM) ha pubblicato una bozza di dichiarazione sull'impatto ambientale per due aste di perforazione nel Golfo del Messico che dovrebbero tenersi nel 2023.
Il Congresso ha ordinato che la Lease Sale 259 si tenga entro il 31 marzo 2023 e Lease Sale 261 entro il 30 settembre 2023.
I termini delle vendite onshore rifletteranno i nuovi requisiti previsti dal nuovo Inflation Reduction Act (IRA) del governo degli Stati Uniti, inclusi tassi di royalty più elevati, offerte minime e affitti. Nell'agosto 2022, gli Stati Uniti hanno approvato l'Inflation Reduction Act, che include 369 miliardi di dollari in programmi di sicurezza energetica e cambiamenti climatici nei prossimi dieci anni, ma contiene anche protezioni per il settore petrolifero e del gas statunitense.

L'OPEC+ si impegna a ridurre la sua produzione totale di petrolio di 2 mb/g a novembre

L'OPEC+ ha deciso di ridurre la produzione di petrolio di 2 mb/g nel novembre 2022 rispetto al livello di produzione richiesto nell'agosto 2022, corrispondente a un taglio del 4,5% dell'offerta totale, con l'obiettivo di sostenere i prezzi del petrolio che sono crollati a causa dei timori di recessione. Tuttavia, poiché alcuni membri dell'OPEC+ non sono già in grado di raggiungere le quote del gruppo, è probabile che l'impatto del taglio della produzione sui prezzi del petrolio sia limitato. Di conseguenza, sia l'Arabia Saudita che la Russia dovrebbero produrre 10,5 mb/g nel novembre 2022. La produzione dei membri del gruppo OPEC 10 dovrebbe raggiungere i 25,4 mb/g, quella dei produttori non OPEC 16,4 mb/g, portando la produzione dell'OPEC+ a una media di 41,9 mb/g. Inoltre, l'OPEC e i suoi alleati non OPEC, inclusa la Russia, hanno deciso di estendere di un anno la loro cooperazione, che doveva concludersi il 31 dicembre 2022.
Nel settembre 2022, il cartello ha deciso di ridurre la produzione di petrolio di 0,1 mb/g per il mese di ottobre 2022. Questo è stato il primo taglio alla produzione dall'apice della pandemia. In precedenza, nell'agosto 2022, l'OPEC+ aveva deciso di riportare in produzione ulteriori 0,1 mb/g per il mese di settembre 2022, in aggiunta all'aumento di 0,648 mb/g nell'agosto 2022. Nel giugno 2022, il gruppo di produttori di petrolio i paesi hanno approvato un accordo per aumentare del 50% i suoi aumenti mensili dell'offerta globale di petrolio da 0,432 mbl/g di giugno 2022 a 0,648 mbl/g di luglio e agosto 2022. Tra agosto 2021 e giugno 2022, l'OPEC+ ha aumentato il suo obiettivo di produzione ogni mese di 0,432 MB/giorno.

Il Kazakistan offrirà 107 licenze di esplorazione e sviluppo di petrolio e gas

Il Kazakistan ha svelato un piano per riallocare o vendere 107 licenze di esplorazione e sviluppo per blocchi di petrolio e gas intorno al Mar Caspio. Si cercano nuovi proprietari per futuri lavori e già scoperti giacimenti di petrolio e gas, situati a terra e in mare aperto. I blocchi di petrolio e gas che avranno ricevuto manifestazioni di interesse saranno messi in gara per le licenze di esplorazione e produzione in un'asta online.
Tuttavia, alcuni blocchi non saranno aperti agli investitori privati nazionali ed esteri. Infatti, 23 licenze saranno messe a disposizione esclusivamente di una coppia di società statali: KazMunayGaz, il quarto produttore di petrolio del Paese, e l'operatore di gasdotti Qazaqgaz. Queste due società dovranno avviare colloqui diretti con il ministero per negoziare i termini della licenza e gli impegni di esplorazione.
Il Kazakistan ha riserve accertate di petrolio di circa 4,1 Gt e riserve di gas di circa 1.800 miliardi di metri cubi (2021). Circa il 70% del potenziale petrolifero kazako si trova nella parte occidentale del paese, in particolare intorno al Mar Caspio. Il Paese ha prodotto 87 Mt di petrolio e 27 miliardi di metri cubi di gas nel 2021.

La Germania prende il controllo dell'affiliata tedesca di Rosneft

Il governo tedesco ha preso il controllo dell'affiliata della compagnia petrolifera statale russa Rosneft, affidandola all'amministrazione fiduciaria della Federal Network Agency.
L'affiliata di Rosneft in Germania è la terza più grande raffineria del paese, trattando circa 12,5 Mt/anno di petrolio greggio. Rappresenta circa il 12% della capacità di elaborazione totale della Germania. Detiene partecipazioni in 3 raffinerie: PCK (54,2%, 11,6 Mt/anno), che consente la consegna diretta di greggio attraverso l'oleodotto Druzhba, che collega Russia e Germania, MiRO (24%, 14,9 Mt/anno) e Bayernoil (28,6%).

Gli Stati Uniti prevedono di vendere 15 mbl di petrolio dalla SPR nel dicembre 2022

Il Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti (DOE) ha emesso un avviso di vendita per 15 mbl dalla Strategic Petroleum Reserve (SPR) da consegnare a dicembre 2022, con l'obiettivo di stabilizzare i prezzi dei carburanti. Inoltre, le autorità intendono riacquistare il greggio per l'SPR quando i prezzi sono pari o inferiori a circa 67-72 dollari al barile. Nell'ambito del suo impegno a garantire il rifornimento dell'SPR, il DOE sta finalizzando una regola che gli consentirà di stipulare contratti a prezzo fisso attraverso una procedura di offerta competitiva per i prodotti consegnati in una data futura.
L'SPR statunitense rimane la più grande riserva strategica del mondo con circa 400 mbl rimanenti. Il paese potrebbe autorizzare vendite aggiuntive significative nei prossimi mesi se le condizioni lo richiedessero.
All'inizio di ottobre 2022, l'OPEC+ ha deciso di ridurre la produzione di petrolio di 2 mb/g nel novembre 2022 rispetto al livello di produzione richiesto nell'agosto 2022, corrispondente a una riduzione del 4,5% dell'offerta totale dell'organizzazione, con l'obiettivo di sostenere i prezzi del petrolio che hanno ceduto a causa dei timori di recessione. Di conseguenza, sia l'Arabia Saudita che la Russia dovrebbero produrre 10,5 mb/g nel novembre 2022; la produzione dei membri del gruppo OPEC 10 dovrebbe raggiungere i 25,4 mb/g, quella dei produttori non OPEC 16,4 mb/g, portando la produzione dell'OPEC+ a una media di 41,9 mb/g. Nel 2021, gli Stati Uniti erano il più grande produttore mondiale di petrolio con una produzione di 15,5 mb/g.

Il Regno Unito lancia un nuovo round di licenze per petrolio e gas a ottobre

Il governo britannico ha confermato il sostegno a un nuovo round di licenze per petrolio e gas, lanciato dalla North Sea Transition Authority del Regno Unito all'inizio di ottobre 2022 e cercherà di assegnare più di 100 nuove licenze per l'esplorazione. Consentiranno agli sviluppatori di cercare fonti di petrolio e gas commercialmente valide nel Regno Unito e nel suo territorio marittimo.
Le nuove licenze potrebbero comportare il fracking, poiché il governo britannico ha anche revocato il divieto di fracking per il gas di scisto nel Regno Unito, con l'obiettivo di rafforzare la sicurezza energetica del paese nel mezzo della crisi energetica in corso.

La Norvegia prevede un aumento del 15% della sua produzione di petrolio nel 2023 a 2,3 mb/g

Il governo norvegese prevede che la produzione di petrolio del paese aumenterà del 15% nel 2023, rispetto al 2022. Si prevede che la produzione di petrolio aumenterà a 131 milioni di metri cubi nel 2023 (2,26 milioni di metri cubi/giorno), dai 114 milioni di metri cubi previsti nel 2022. L'aumento della produzione prevista è spiegato dal giacimento petrolifero norvegese di Johan Sverdrup, che dovrebbe aumentare la produzione entro la fine del 2022 da 535.000 bbl/g a 755.000 bbl/g entro la fine del 2022. D'altra parte, la produzione di gas naturale dovrebbe diminuire leggermente (di meno dell'1%) a 121 miliardi di metri cubi nel 2023 da un previsto 122 miliardi di metri cubi nel 2022.
Inoltre, il governo norvegese prevede di aumentare le tasse sull'industria petrolifera e del gas del paese di 2 miliardi di NOK (191 milioni di dollari) nel 2023 annullando parzialmente un pacchetto di incentivi introdotto durante la pandemia di coronavirus. La proposta riduce il tasso di aumento, una detrazione fiscale speciale, al 12,4% dal 17,69%. Nel 2021, la produzione di petrolio della Norvegia si è attestata a 2,02 mbl/g e la sua produzione di gas naturale a 119 miliardi di metri cubi.

CARBONE

La Spagna approva la chiusura di una centrale a carbone da 1,4 GW

Il ministro spagnolo per la transizione ecologica e la sfida demografica ha autorizzato a determinate condizioni la chiusura della centrale a carbone da 1,4 GW As Pontes, situata nella provincia di A Coruña, regione autonoma della Galizia e di proprietà dell'utility spagnola Endesa.

La Spagna aveva dato il via libera alla disattivazione completa di due delle quattro unità da 350 MW dell'impianto. Nel frattempo, la chiusura delle restanti due unità sarà autorizzata, a causa della crisi energetica, tenendo conto della disponibilità di energia nel sistema elettrico del Paese. Le due unità saranno messe fuori servizio però saranno mantenute pronte per l'uso in caso di necessità.

In seguito a questo annuncio, Endesa ha presentato un piano di investimenti da 2,7 miliardi di euro per lo sviluppo di 1,3 GW di energia eolica, destinata a sostituire i 1,4 GW di elettrica prodotta a carbone. Il piano prevede anche lo smantellamento della centrale a carbone e l'installazione di nuovi progetti industriali nel sito, che avverrà contestualmente allo sviluppo dei progetti eolici.

La Spagna prevede di eliminare gradualmente l'energia da carbone entro il 2030. Alla fine del 2021, la Spagna disponeva ancora di 4,1 GW di capacità installata a carbone (circa il 4% della capacità totale installata) e produceva 6 TWh di energia a carbone (2% di potenza totale prodotta).

La Germania si aggiudica il contratto per la chiusura della centrale a carbone di Zolling di Onyx (472 MW)

L'agenzia di rete federale tedesca (Bundesnetzagentur o BNetzA) ha pubblicato i risultati della sesta gara d'appalto per la chiusura anticipata di centrali elettriche alimentate a carbon fossile e su piccola scala a lignite ai sensi della legge per la riduzione e la fine della produzione di energia a carbone. L'asta per 698 MW di capacità a carbone ha ricevuto due offerte e una risposta per un totale di 472 MW con un prezzo di 98 €/MW. La centrale elettrica che ha vinto un contratto per l'eliminazione completa entro il 21 febbraio 2025 è l'unità 5 della centrale a carbone Onyx di Zolling, di proprietà e gestita da Onyx Power, una sussidiaria della società di private equity statunitense Riverstone Holdings. Inoltre, il regolatore ha ordinato una riduzione legale della capacità dell'impianto a carbone della Volkswagen HKW West (277 MW) a 227 MW. L'impianto, che è stato escluso dalla gara per motivi formali, dovrà cessare la combustione del carbone a partire dal 2025.

La società possiede tre centrali a carbone in Germania, tra cui Wilhelmshaven (830 MW), Zolling (472 MW) e Farge (350 MW), la cui chiusura è prevista per il 31 ottobre 2022 dopo aver ottenuto un contratto nel luglio 2021, e una nei Paesi Bassi (Maasvlakte, 800 MW). I quattro impianti sono stati venduti da Engie a Onyx Power nel 2019. La Germania prevede di tenere la seconda gara il 1 giugno 2023.

L'Australian AGL mira a chiudere le sue centrali a carbone in anticipo, entro il 2035

L'utility australiana AGL Energy ha annunciato dei piani per accelerare la chiusura delle sue centrali elettriche a carbone entro la fine dell'anno fiscale 2035-2036, oltre ad accelerare la transizione dell'Australia verso le energie rinnovabili.

AGL ha annunciato che la centrale elettrica a carbone marrone Loy Yang A da 2,2 GW nello stato di Victoria sarà dismessa entro la fine del 2035, 10 anni prima della chiusura prevista per il 2045. L'utilità ha mantenuto i tempi di chiusura della sua centrale a carbone nero di Bayswater da 2,6 GW nello stato del New South Wales (NSW) tra il 2030 e il 2033. È prevista un'altra centrale a carbone, la centrale a carbone nero di Liddell da 1,7 GW. chiuderà entro aprile 2023.

L'AGL prevede di decarbonizzare le proprie attività sviluppando 12 GW di nuova generazione rinnovabile e rafforzando la capacità entro il 2036. Questo obiettivo richiederà un investimento di 20 miliardi di dollari australiani (13 miliardi di dollari USA). L'utility ha fissato un obiettivo intermedio di 5 GW di nuove energie rinnovabili e un consolidamento in atto entro il 2030. Con queste chiusure e investimenti, AGL prevede di ridurre le proprie emissioni da 40 MtCO2eq nell'anno fiscale 2020-2021 a zero netto entro l'anno fiscale 2035-2036.

La RWE porta avanti l'eliminazione graduale del carbone

La RWE ha anticipato il suo obiettivo di eliminazione graduale del carbone, dal 2038 al 2030. La decisione di RWE di porre fine alla produzione di elettricità basata sulla lignite nel 2030 fa parte di un accordo con il Ministero Federale dell'Economia e della Protezione del Clima (BMWK) e il Ministero dell'economia, dell'industria, dell'azione per il clima e dell'energia dello Stato del Nord Reno -Vestfalia. RWE ha annunciato contemporaneamente che due unità centrali a carbone per un totale di 1,2 GW, Neurath D ed E, rimarranno temporaneamente attive a causa della situazione energetica in Europa. La loro disattivazione, originariamente prevista per la fine del 2022, è stata posticipata al 31 marzo 2024.

Inoltre, per salvaguardare la sicurezza dell'approvvigionamento oltre il 2030, il governo tedesco può decidere entro il 2026 di mantenere gli ultimi impianti a lignite di RWE, con una capacità combinata di 3,6 GW, in standby fino alla fine del 2033 (Niederaussem K e H e Neurath F e G).

Per compensare l'impatto dell'eliminazione graduale del carbone nella Renania settentrionale-Vestfalia, RWE mira anche a sviluppare 3 GW di centrali elettriche a gas pronte all'idrogeno nella regione.

La Germania prevede anche un phase-out nazionale del carbone entro il 2030. Nel 2021, il carbone rappresentava ancora il 16% della capacità installata della Germania con 37 GW e il 29% della sua produzione di energia con 170 TWh.

RINNOVABILI

Tecnologia rivoluzionaria che converte il gas flaring in idrogeno pulito

H2-Industries ha sviluppato una soluzione che converte il gas flaring di un giacimento di produzione di petrolio in idrogeno pulito e carbonio solido. L'azienda utilizza la tecnologia della pirolisi per convertire questo prodotto di scarto dannoso per l'ambiente in idrogeno pulito. Il processo di produzione dell'idrogeno dal flaring gas è privo di emissioni di CO_2.
Il processo fornisce idrogeno pulito legato a vettori di idrogeno organico liquido (LOHC), composti organici che possono assorbire e rilasciare idrogeno attraverso reazioni chimiche.
I LOHC possono quindi essere utilizzati come mezzo di stoccaggio per l'idrogeno. L'unico sottoprodotto del processo è il nerofumo che viene utilizzato principalmente per rafforzare la gomma negli pneumatici. Ma può anche fungere da pigmento, stabilizzatore UV, agente conduttivo o isolante in varie applicazioni di gomma, plastica, rivestimento e altri usi quotidiani, inclusi tubi flessibili, nastri trasportatori, scarpe e stampa. Utilizzando la tecnologia H_2-Industries, le emissioni nocive del gas flaring possono essere evitate e trasformate in idrogeno verde prezioso e tanto necessario per aumentare il ritmo della transizione energetica.
H2-Industries è un'azienda globale di soluzioni per la generazione di idrogeno e lo stoccaggio di energia, fondata nel 2010, focalizzata sullo sviluppo di tecnologie che generano, immagazzinano, trasportano e rilasciano idrogeno verde.

Gli stati del Mar Baltico concordano di aumentare l'eolico offshore a 20 GW

I leader di 8 paesi dell'UE del Mar Baltico (Germania, Danimarca, Svezia, Finlandia, Polonia, Estonia, Lettonia e Lituania) hanno concordato di aumentare di sette volte la capacità eolica offshore da 3 GW a 20 GW entro il 2030.
L'accordo è stato firmato al vertice sulla sicurezza energetica del Mar Baltico, tenutosi a Marienborg, in Danimarca, il 30 agosto 2022. Questa iniziativa, che dovrebbe fornire elettricità a 22-30 milioni di famiglie, rappresenta un terzo del piano complessivo dell'UE per l'eolico offshore entro il 2030.
L'iniziativa arriva dopo che la Russia ha ridotto o interrotto le forniture di gas a molti di questi paesi dall'inizio della guerra in Ucraina.

La Germania firma un accordo per iniziare a importare idrogeno dal Canada

Canada e Germania hanno firmato un accordo di "alleanza per l'idrogeno", volto ad esportare l'idrogeno canadese in Germania a partire dal 2025, poiché il paese è alla ricerca di modi per ridurre la sua dipendenza dal gas russo.
L'accordo è stato firmato a Stephenville, nella regione canadese di Terranova, dove è prevista la costruzione di un grande impianto destinato a convertire l'energia eolica in idrogeno ed esportare ammoniaca. Tuttavia, il progetto World Energy GH2, che includerebbe 164 turbine eoliche lungo la vicina penisola di Port au Port, non ha ancora ricevuto l'approvazione ambientale provinciale. In base all'accordo, il Canada dovrebbe esportare il suo idrogeno generato dal vento in Germania, ma i volumi di idrogeno o ulteriori programmi non sono stati ancora rivelati.
Contemporaneamente, le società energetiche tedesche Eon e Uniper hanno anche firmato un memorandum d'intesa (MoU) con la canadese Everwind a margine dei colloqui tedesco-canadesi con l'obiettivo di importare idrogeno e ammoniaca su larga scala a partire dal 2025. In base al protocollo d'intesa, EverWind e Uniper intende negoziare un accordo vincolante di prelievo per 500.000 t/anno di ammoniaca verde.

La Cina avvia la costruzione di un complesso solare da 3 GW a Ningxia

La Cina ha avviato la costruzione di un complesso solare da 3 GW nel deserto del Tengger vicino alla città di Zhongwei, nella regione autonoma di Ningxia (Cina settentrionale). Il progetto, stimato in 2,2 miliardi di dollari USA, dovrebbe generare circa 5,8 TWh di elettricità. Negli ultimi anni sono stati realizzati 111 nuovi progetti energetici intorno alla città di Zhongwei, per una capacità di 8,27 GW (quasi un terzo della capacità installata di Ningxia).
Nel 2021, la capacità installata in Cina per le rinnovabili ha superato i 1.000 GW (di cui 391 GW per l'idroelettrico, 328 GW per l'eolico e 307 GW per il solare) e la produzione di energia da fonti rinnovabili ha raggiunto i 2.335 TWh. La Commissione nazionale per lo sviluppo e la riforma della Cina (NDRC) prevede che 450 GW di capacità solare ed eolica saranno costruiti nelle regioni desertiche della Cina. Il paese si è anche impegnato a limitare le sue emissioni di carbonio a un picco entro il 2030 e diventare carbon neutral entro il 2060.

Leag annuncia un progetto solare da 1 GW nella Germania orientale

Leag, affiliata della società energetica ceca EPH e del gruppo di private equity PPF Investments, prevede di costruire un progetto solare da 1 GW nella Germania orientale. L'impianto sarebbe finanziato dal capitale della società. La messa in servizio è prevista per il 2026. Leag, una società di estrazione di carbone e generatore di energia con sede in Lusazia, mira a sviluppare 7 GW di progetti solari ed eolici su terreni utilizzati per l'estrazione mineraria e centrali elettriche a lignite. In effetti, il gruppo, puntando a 1 miliardo di euro/anno di spesa, riutilizzerebbe circa 33.000 ettari in cui sono presenti infrastrutture di connessione alla rete per nuovi progetti di energie rinnovabili. Leag possiede e gestisce quattro miniere, quattro centrali elettriche a lignite e un impianto di raffinazione, con una capacità totale di circa 7 GW.

Vattenfall svilupperà un progetto eolico offshore da 980 MW nel Mare del Nord

RWE Renewables Offshore, una sussidiaria del gruppo energetico tedesco RWE, aveva vinto una gara per lo sviluppo di un parco eolico offshore da 980 MW nel Mare del Nord tedesco, nella zona N-7.2 del Mare del Nord, che sarà costruito senza sussidi governativi nell'ambito di un programma di offerta a zero cent.

Il risultato era stato annunciato dalla Federal Network Agency tedesca, che ha affermato che l'aggiudicazione della gara va di pari passo con il diritto a una connessione alla rete, finanziata dal consumatore di elettricità tramite le tariffe di rete, e l'opportunità di gestire il parco eolico offshore per oltre 25 anni.

L'azienda elettrica svedese Vattenfall, che ha anche partecipato a questa gara, detiene i diritti di passaggio per la zona N -7.2. Vattenfall detiene questi diritti di passaggio attraverso i progetti eolici offshore Atlantis 1 e Global Tech 2.

La società che aveva tempo fino al 31 ottobre 2022 per esercitare i suoi diritti di subentro facendo corrispondere l'offerta di RWE e ha ottenuto i diritti per lo sviluppo del progetto.

Il progetto sarà connesso alla rete tedesca nel 2027 e sarà in grado di alimentare più di 1 milione di famiglie tedesche.

La Germania mira a raggiungere 30 GW di eolico offshore entro il 2030, 40 GW entro il 2035 e 70 GW entro il 2045. Nel 2021, il paese aveva 7,7 GW di capacità eolica offshore.

RWE presenta un'offerta per un parco eolico offshore al largo della Polonia

L'utility tedesca RWE ha presentato una proposta per costruire un parco eolico offshore da 1,5 GW, situato nel Mar Baltico al largo del della Polonia. Il governo polacco ha aperto una procedura competitiva per un permesso per i fondali marini.

Il sito, denominato area 53.E1, si trova a circa 75 km al largo della costa di Ustka, dove RWE intende realizzare un progetto chiamato Freeboard I.

RWE sta attualmente sviluppando un altro parco eolico offshore da 350 MW nel Mar Baltico della Polonia chiamato FEW Baltic II, la cui costruzione dovrebbe iniziare nel 2024.

Il parco eolico offshore Hornsea 2 di Ørsted da 1,3 GW raggiunge la piena operatività

La compagnia elettrica danese Ørsted ha raggiunto la piena operatività commerciale nel suo parco eolico offshore Hornsea 2 da 1,3 GW, che ora è il più grande al mondo completamente in servizio, situato a 89 km al largo della costa dello Yorkshire (Inghilterra nord-orientale, Regno Unito). Il progetto comprende 165 turbine eoliche e aiuterà ad alimentare oltre 1,4 milioni di case nel Regno Unito con energia rinnovabile.

Hornsea 2 si trova accanto al suo progetto gemello da 1,2 GW, Hornsea 1. Insieme possono alimentare 2,5 milioni di famiglie e dare un contributo significativo all'ambizione del governo del Regno Unito di sviluppare l'eolico offshore da 50 GW in funzione entro il 2030. La zona di Hornsea comprende anche la zona di Hornsea da 2,8 GW Progetto Hornsea 3, attualmente in fase di sviluppo, a cui è stato assegnato un contratto per differenza dal governo del Regno Unito all'inizio del 2022.

Ørsted ha ora 13 parchi eolici offshore operativi nel Regno Unito, che forniscono 6,2 GW di elettricità rinnovabile al paese. Complessivamente, la società dispone di circa 8,9 GW di energia eolica offshore in funzione, 2,2 GW in costruzione e altri 11 GW di capacità assegnata in fase di sviluppo.

La Nigeria lancia un piano energetico per aumentare le energie rinnovabili

Il governo nigeriano ha lanciato un piano di transizione energetica volto a rilanciare gli investimenti per lo sviluppo di progetti energetici per affrontare la crescente povertà energetica e garantire la sostenibilità energetica.

Con questo piano, la Nigeria mira a garantire l'accesso a un'energia conveniente, affidabile, sostenibile e moderna per i suoi 200 milioni di cittadini entro il 2030 e raggiungere lo zero netto entro il 2060 attraverso massicci investimenti in petrolio, gas, solare e altre moderne tecnologie energetiche come l'idrogeno e l'elettricità veicoli.

La Nigeria ha annunciato che dovrà spendere ulteriori 10 miliardi di dollari all'anno in progetti energetici rispetto agli attuali 400 miliardi di dollari per poter fornire accesso all'energia a circa 100 milioni di nigeriani che il governo prevede di far uscire dalla povertà prima del 2030. A tal fine, La Nigeria punterà a raccogliere un finanziamento iniziale di 10 miliardi di dollari per attuare il suo piano di transizione energetica prima dei colloqui sul clima della COP27 entro la fine dell'anno.

La Francia emana nuove regole per accelerare il completamento di 6 GW di progetti rinnovabili

L'autorità di regolamentazione dell'energia francese, la Commission de Régulation de l'Energie (CRE), ha emesso nuove regole che consentiranno a 6,1 GW di progetti di energie rinnovabili vincitori di gare di appalto di entrare in linea prima del previsto, per sfruttare i prezzi elevati dell'energia. Tra le capacità previste, 3,4 GW sono progetti di energia eolica e 2,7 GW sono progetti solari.

Tali misure hanno lo scopo di consentire una messa in servizio accelerata dei progetti vincitori delle gare CRE 4 (2021) e PPE 2 (2022), attualmente in difficoltà secondo CRE. L'obiettivo generale di tali modifiche è consentire ai produttori di assorbire parte dell'aumento dei costi e delle tariffe, in particolare vendendo la loro produzione sul mercato prima che i loro contratti di sostegno diventino effettivi.

Le nuove regole prevedono anche una proroga dei termini per il completamento degli impianti, nonché la possibilità per il committente di modificare la potenza fino al 140% della potenza iniziale selezionata nel bando.

A partire dal 1° settembre 2022, i produttori interessati potranno presentare domanda per queste nuove misure presso il Ministero dell'Energia francese.

TotalEnergies rileva un progetto eolico offshore galleggiante Aurora da 1 GW

TotalEnergies ha acquisito il 75% o più delle azioni del progetto eolico offshore galleggiante Aurora da 1 GW nelle acque del Mar Celtico del Regno Unito. Il progetto che potrebbe prendere parte al prossimo round di leasing di Crown Estate, si è assicurato una connessione alla rete ad Alverdiscott, sulla costa del North Devon, a partire da ottobre 2031 da National Grid all'inizio del 2022.

Nel febbraio 2021, Blue Gem Wind, una joint venture tra TotalEnergies e Simply Blue Energy, ha presentato un rapporto di scoping ambientale per il progetto eolico offshore galleggiante Valorous da 300 MW proposto.

La joint venture sta inoltre sviluppando il progetto eolico offshore galleggiante dimostrativo Erebus da 96 MW, che ha già ottenuto un contratto di locazione; TotalEnergies punta a una decisione finale di investimento per il progetto Erebus entro il 2024. Blue Gem Wind è posseduta per l'80% da Total e per il 20% da Simply Blue Energy.

La NEA cinese prevede il 50% della produzione di energia da fonti rinnovabili entro il 2025

Secondo il dipartimento cinese per le fonti di energia nuove e rinnovabili della National Energy Administration (NEA), la produzione cinese di energia da fonti di energia rinnovabile supererà il 50% della produzione complessiva del paese entro il 2025. Inoltre, è prevista la produzione di energia eolica e solare raddoppiare nel periodo compreso tra il 2020 e il 2025, in corrispondenza del quattordicesimo piano quinquennale del Paese. La NEA ha affermato in particolare che i volumi complessivi di elettricità generati da fonti di energia rinnovabile in Cina raggiungeranno i 3.300 TWh entro il 2025. L'amministrazione prevede inoltre che la capacità totale installata di energia eolica e solare supererà i 1.200 GW nel 2030.

Inoltre, la NEA ha annunciato che era iniziata la costruzione di un primo gruppo di centrali rinnovabili con 100 GWh di capacità di generazione. Comprende in particolare un totale di cinque progetti di turbine eoliche offshore per un totale di 20 GWh di capacità di generazione. A fine 2021 le rinnovabili rappresentavano il 29% della produzione di energia elettrica cinese (con circa 2.500 TWh).

La Germania assegna solo il 58% della capacità in una gara eolica onshore da 1,3 GW

L'Agenzia Federale di Rete Tedesca (Bundesnetzagentur o BNetzA) ha diffuso i risultati dell'ultimo round della gara per 1.320 MW di progetti eolici onshore, con scadenza per il 1 ottobre 2022. La capacità dell'asta ha attirato 87 gare per un totale di 772 MW, che sono state tutti selezionati con prezzi che vanno da 5,76 centesimi di euro/kWh a 5,88 centesimi di euro/kWh (media ponderata di 5,84 centesimi di euro/kWh, livello paragonabile alla tornata precedente). Il valore massimo è stato fissato a 5,88 centesimi di euro/kWh in questo round. La maggior parte dei progetti sarà sviluppata in Bassa Sassonia (208 MW, 30 premi), Schleswig-Holstein (179 MW, 20 premi) e Nord Reno-Westfalia (127 MW, 11 premi).

La gara è stata sottoscritta per il 58%, contro il 71% dell'asta precedente. A giugno 2022, infatti, 114 progetti per un totale di 931 MW si sono aggiudicati una gara per 1.320 MW di eolico onshore. La Germania mirava a mettere all'asta 4 GW di capacità eolica onshore nel 2022 suddivisa in tre round durante l'anno. In totale, sono stati effettivamente assegnati solo 3 GW.

Inoltre, il regolatore ha ricevuto 100 offerte per un totale di 101 MW per una gara di biomassa con un volume di gara di 286 MW. Sono state escluse 11 gare e si sono aggiudicati 69 progetti per un totale di 78 MW, con prezzi che vanno da 14,2 centesimi di euro/kWh a 18 centesimi di euro/kWh. Infine, sono state presentate 2 offerte per complessivi 3,5 MW e successivamente selezionate in un'asta di biomasse con un volume pubblicizzato di 152 MW.

I Paesi Bassi fissano un obiettivo eolico offshore di 70 GW per il 2050

Il governo dei Paesi Bassi ha fissato un obiettivo eolico offshore di 70 GW per il 2050, con obiettivi a medio termine di 50 GW nel 2040 e 21 GW nel 2030. I Paesi Bassi prevedono inoltre di sviluppare la produzione di idrogeno su larga scala nel Mare del Nord, al fine di consentire gran parte della sua industria per passare dal gas all'idrogeno verde.

All'inizio di settembre 2022, i nove paesi del gruppo di cooperazione energetica del Mare del Nord, che include i Paesi Bassi, hanno concordato di sviluppare congiuntamente 260 GW di energia eolica nel Mare del Nord entro il 2050.

Alla fine del 2021, i Paesi Bassi hanno 2,5 GW di capacità eolica offshore installata, che rappresentano circa il 6% della capacità installata totale del paese. L'eolico offshore ha rappresentato circa il 4% della produzione elettrica del Paese con 5,3 TWh.

OEDP (UK) collabora con Nexta per 1,1 GW di rinnovabili in Italia

Octopus Energy Development Partnership (OEDP), un fornitore di energia britannico, sta creando una joint venture con Nexta Capital Partners, uno sviluppatore italiano di energie rinnovabili, per costruire 1,1 GW di nuovi progetti eolici, solari e stoccaggio di energia onshore nel sud Italia entro il 2025. L'OEDP sta fornendo finanziamenti a Nexta che garantirà terra, connessioni alla rete, permessi di pianificazione e impegno della comunità locale per portare i progetti rinnovabili alla fase di costruzione.

La capacità installata in Italia di 118,9 GW è composta da 45,6 GW di gas, 22,6 GW di energia idroelettrica, 22,5 GW di solare, 11,3 GW di eolico, 7 GW di carbone, 6,5 GW di biomassa, 2,5 GW di petrolio e 0,9 GW di geotermico (fine 2021).

SECI lancia in India offerte per 2,25 GW di progetti rinnovabili

La Solar Energy Corporation of India (SECI) ha lanciato offerte in tutta l'India per la fornitura di 2,25 GW di energia da progetti di energia rinnovabile collegati a ISTS (sistema di trasmissione interstatale), integrata con energia da qualsiasi altra fonte o stoccaggio. Gli offerenti hanno dovuto presentare US $ 18.790 come commissione di elaborazione delle offerte per ciascun progetto e US $ 15.358 come deposito.

SECI stipulerà un contratto di acquisto di energia (PPA) con gli aggiudicatari per una durata di 25 anni. I progetti possono essere localizzati ovunque sul territorio indiano e lo sviluppatore sarà responsabile dell'installazione, del funzionamento e della manutenzione dei progetti rinnovabili. I progetti complementari non rinnovabili riguarderanno le centrali messe in servizio prima dell'emissione della domanda di selezione.

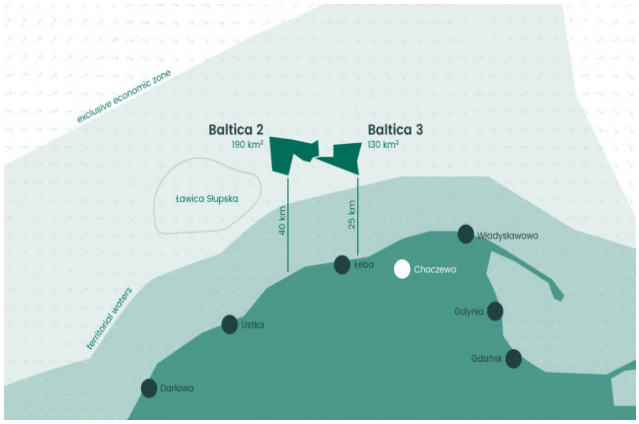
Nel luglio 2022, SECI ha assegnato 2,4 GW di progetti ibridi eolici-solari (1,2 GW) e progetti eolici (1,2 GW) a sviluppatori tra cui NTPC e Tata Power.

Nel 2021, solare ed eolico rappresentavano quasi il 20% della capacità installata in India, rispettivamente con 49 GW e 40 GW. Il Paese punta a sviluppare 175 GW di capacità rinnovabile entro la fine del 2022, di cui 100 GW di energia solare.

Nove paesi del Mare del Nord hanno fissato un obiettivo eolico offshore di 260 GW entro il 2050

I nove paesi membri della North Seas Energy Cooperation (NSEC) (Belgio, Danimarca, Francia, Germania, Irlanda, Lussemburgo, Paesi Bassi, Norvegia, Svezia e Commissione europea) si sono impegnati a produrre almeno 260 GW di energia eolica offshore entro il 2050. L'NSEC mira a promuovere le energie rinnovabili offshore nel mare del Nord, compresi i mari d'Irlanda e Celtico. Il target, concordato dai ministri dell'Energia degli stati membri del NSEC in un incontro a Dublino, rappresenta oltre l'85% dell'obiettivo dell'UE di raggiungere una capacità eolica offshore totale di 300 GW entro il 2050. I ministri hanno fissato obiettivi intermedi di almeno 76 GW entro il 2030 e 193 GW entro il 2040. La cooperazione è vista come la chiave per sviluppare progetti di generazione e di interconnessione e facilitare lo sviluppo di reti.

PGE e Ørsted selezionano l'appaltatore per il parco eolico offshore Baltica da 2,5 GW



L'utility polacca Polska Grupa Energetyczna (PGE) e la danese Ørsted hanno selezionato un consorzio di Ramboll Polska, l'affiliata polacca della società di consulenza e ingegneria danese Ramboll, e la società di progettazione di costruzioni marittime Projmors come appaltatori per preparare la costruzione di Baltica (2,5 GW) e di tre parchi eolici offshore in Polonia.

L'appaltatore, scelto nell'ambito di una procedura di gara competitiva, sarà responsabile della preparazione della documentazione progettuale per fondazioni, turbine, cavi interni e centrali elettriche offshore. Il suo mandato riguarderà anche l'ottenimento di una licenza edilizia per la parte marittima del progetto eolico offshore. I lavori previsti dal contratto dovrebbero essere completati entro il terzo trimestre del 2023. Il progetto eolico offshore Baltica è diviso in due fasi, la fase Baltica 3 da 1 GW, che dovrebbe entrare in funzione nel 2026 e la fase Baltica 2 da 1,5 GW, che dovrebbe essere messa in servizio nel 2027.

Galileo e Hope Group svilupperanno in Italia un impianto eolico offshore da 525 MW

Lo sviluppatore di energia rinnovabile Galileo e la società italiana Hope Group hanno costituito una joint venture per sviluppare un progetto eolico offshore galleggiante da 525 MW in Puglia, al largo della costa adriatica del sud Italia.
L'impianto eolico offshore di Lupiae Maris sarà alimentato da 35 aerogeneratori da 15 MW ciascuno, installati su fondazioni galleggianti. L'impianto dovrebbe produrre 1,5 TWh/anno, sufficienti per alimentare circa 500.000 famiglie italiane e sostituire circa 150 milioni di metri cubi/anno di importazioni di gas.
A fine 2021, l'Italia non possedeva ancora alcuna capacità eolica offshore operativa, ma aveva più di 11 GW di eolico onshore (9% della capacità installata del Paese e 7% della sua produzione di energia con 21 TWh).

Svezia: il progetto eolico Björnberget da 372 MW inizia a produrre energia

Il progetto eolico Björnberget da 372 MW, sviluppato dalla società israeliana Enlight Renewable Energy in Svezia, ha iniziato a produrre energia. L'impianto comprende 60 turbine eoliche avanzate di Siemens Gamesa Renewable Energy con ciascuna turbina da 6,2 MW. La messa in servizio completa è prevista per il 2023. Enlight ha stipulato un Power Purchase Agreement (PPA) della durata di 10 anni con una società leader a livello mondiale, in base al quale il 70% dell'elettricità del parco eolico verrà acquistato negli anni 1-5 e il 50% dell'elettricità del parco eolico negli anni 6- 10. Il PPA entrerà in vigore a pieno regime commerciale. Il resto dell'elettricità generata sarà venduta nel mercato elettrico scandinavo Norpool.

Lhyfe progetta un impianto di idrogeno verde da 200 MW nei Paesi Bassi

La società francese di idrogeno Lhyfe prevede di costruire un impianto di idrogeno verde da 200 MW nel distretto di Delfzijl, nella provincia di Groningen, nei Paesi Bassi settentrionali.
Il progetto utilizzerà l'energia eolica offshore per l'elettrolisi e avrà una capacità di produzione di oltre 20 kt/anno di idrogeno verde (55 t/giorno). La messa in servizio è prevista per il 2026.
Il paese punta a 500 MW di capacità dell'elettrolizzatore entro il 2025 e 3-4 GW entro il 2030. Alla fine di settembre 2022, Lhyfe ha commissionato il suo primo impianto pilota offshore di idrogeno verde a Saint-Nazaire, in Francia. Nell'aprile 2022, ha anche stipulato un memorandum d'intesa per costruire un impianto di idrogeno verde da 600 MW vicino al progetto Storgrundet da 1.020 MW al largo della costa di Soderhamn in Svezia.

La Germania prevede di indire una gara per 1,5 GW di capacità solare fotovoltaica nel gennaio 2023

Il Ministero federale tedesco per gli affari economici e l'azione per il clima, attraverso un terzo emendamento alla sua legge sulla sicurezza energetica, sta pianificando modifiche alla sua legislazione sull'energia al fine di aumentare la produzione di energia rinnovabile e ridurre la dipendenza dal gas. Il paese dovrebbe indire una gara d'appalto con l'obiettivo di distribuire 1,5 GW di capacità solare fotovoltaica. La scadenza per la presentazione delle proposte di progetto sarebbe fissata per il 15 gennaio 2023. In questa gara, i progetti non supereranno i 100 MW di dimensioni e i progetti solari selezionati dovranno essere completati entro nove mesi dall'ottenimento delle tariffe feed-in premium. Inoltre, sarà anticipata al 14 settembre 2022 l'abolizione della regola del "70%" per i nuovi impianti solari fotovoltaici fino a 25 kW di potenza installata, che era stata decisa per il 1° gennaio 2023. tali sistemi solari fotovoltaici dovevano limitare l'immissione di potenza attiva del loro sistema al 70% o dotare il loro sistema di un dispositivo di controllo.

L'Egitto firma degli accordi per lo sviluppo di energie rinnovabili

Fortescue Future Industries (FFI), affiliata della società australiana di minerale di ferro Fortescue Metals Group (FMG), ha firmato un memorandum d'intesa con il governo egiziano per condurre studi al fine di sviluppare la produzione di idrogeno verde, compreso un progetto con una capacità installata di 9,2 GW. Il progetto produrrebbe idrogeno verde da solare ed eolico. Il governo egiziano ha anche discusso la cooperazione con il produttore di energia elettrica inorvegese Scatec per realizzare un progetto eolico da 3 GW nel Paese.
A partire dal 2023 la Banca europea per la ricostruzione e lo sviluppo (BERS) prevede di raccogliere 300 milioni di dollari per stabilizzare la rete egiziana.
Il paese ha firmato diversi accordi per lo sviluppo dell'idrogeno verde, incluso di recente un memorandum d'intesa firmato nell'agosto 2022 con il produttore indipendente di energia Globeleq per costruire un impianto all'interno della zona economica del Canale di Suez. Il progetto sarà sviluppato in 3 fasi, per un totale di 3,6 GW di elettrolizzatori e circa 9 GW di energia solare fotovoltaica ed eolica.
Le rinnovabili rappresentano il 10% della capacità installata di Egyp, con 2,8 GW di idroelettrico, 1,7 GW di solare e 1,6 GW di eolico. Il mix di capacità del Paese è dominato dall'energia termica, compreso il gas naturale con una quota dell'80% (49,7 GW) e il petrolio (10%, 6,2 GW). La strategia 2035 per l'energia sostenibile integrata (2016) ha fissato un obiettivo del 20% della produzione di elettricità da fonti rinnovabili nel 2022 e del 42% per il 2035, di cui il 25% dal solare, il 14% dall'eolico e il 2% dall'idroelettrico. La maggior parte della nuova capacità dovrebbe essere fornita dal settore privato.

OX2 avvia la valutazione per 2 progetti eolici offshore (5 GW) in Finlandia

Lo sviluppatore svedese di energie rinnovabili OX2 ha avviato i lavori di analisi e valutazione di impatto ambientale per due progetti eolici offshore per un totale di 5 GW nei pressi di Åland, una regione insulare autonoma della Finlandia situata nel sud-ovest del Paese, dopo che il governo di Åland ha rilasciato il permesso di svolgere indagini per i progetti.
OX2 collaborerà con la finlandese Ålandsbanken Fondbolag per sviluppare questi progetti, denominati Noatun South e Noatun North. Nel novembre 2021, OX2 ha firmato una lettera di intenti con la società finlandese in merito allo sviluppo dell'energia eolica offshore a sud delle Åland. Questa cooperazione è stata estesa a maggio 2022 per includere un progetto aggiuntivo a nord delle Åland ea settembre è stato firmato un accordo vincolante tra le parti.
Oltre ai parchi eolici offshore nella zona marittima delle Åland, i progetti di Noatun includono anche una soluzione di rete per la distribuzione di elettricità ad Åland, Svezia, Finlandia ed Estonia. L'attuale portafoglio totale di OX2 è di quasi 24 GW.

RWE seleziona i suoi fornitori per il parco eolico Thor da 1 GW in Danimarca

Il gruppo energetico tedesco RWE ha selezionato Siemens Energy e HSM Offshore Energy come fornitori preferiti per il sistema di trasmissione elettrica per il progetto eolico offshore Thor da 1 GW, situato a circa 22 km da Thorsminde, sulla costa occidentale dello Jutland, nella Danimarca occidentale. Il progetto diventerà il più grande parco eolico offshore in Danimarca e dovrebbe essere completato nel 2027.
Siemens Energy è diventata il fornitore preferito per la progettazione, la costruzione e l'installazione della sottostazione di alta tensione a terra. Il lavoro sarà svolto dal Centro di Competenza Offshore della società. HSM Offshore Energy è stata selezionata come fornitore privilegiato per l'ingegneria, l'approvvigionamento, la costruzione, l'installazione e la messa in servizio della sottostazione offshore ad alta tensione e della sua fondazione. I lavori di costruzione dovrebbero iniziare in loco nella primavera del 2023.
Nel gennaio 2022, RWE ha firmato un accordo di concessione di 30 anni con l'Agenzia per l'energia danese per il progetto eolico offshore Thor e nel maggio 2022 l'Agenzia per l'energia danese ha rilasciato un permesso di studio di fattibilità per il progetto. È stato assegnato a RWE nel dicembre 2021.

Ilmatar inizia il sopralluogo per un progetto eolico offshore da 2,1 GW nelle Åland

La compagnia energetica finlandese Ilmatar ha avviato un'indagine tecnica del fondale marino su un'area di 600 km^2 a nord di Åland divisa in due aree di progetto che dovrebbero ospitare un parco eolico offshore con una capacità di 2,1 GW e una uscita di 10 TWh.
Il permesso di indagine per il progetto è stato concesso dal Parlamento delle Åland alla fine di agosto 2022 e si prevede che i lavori preliminari saranno completati entro l'inizio del 2023. Il parco eolico pianificato dovrebbe essere collegato sia alla Svezia che alla Finlandia ed è previsto per fornire circa il 10% del consumo annuo di elettricità della Finlandia. La costruzione dovrebbe iniziare prima del 2030.
La società aveva espresso per la prima volta il suo interesse a sviluppare un progetto eolico offshore sul lato nord delle Åland nell'aprile 2022. Ilmatar ha dichiarato all'epoca che un progetto eolico completamente costruito potrebbe essere operativo entro il 2030, con una produzione di energia stimata di 20 TWh/anno .
Contemporaneamente, Ilmatar ha avviato lo sviluppo di un progetto eolico onshore da 200 MW nell'area di Vermassalo di Virrat (Finlandia meridionale).

La Scozia approva l'espansione del progetto Seagreen a 1,6 GW

Il governo scozzese ha approvato una richiesta di SSE Renewables e TotalEnergies per espandere il progetto eolico offshore Seagreen al largo della costa di Angus, Scozia orientale, Regno Unito, di 500 MW, portando la capacità installata totale del progetto a 1.640 MW.
La prima turbina Vestas da 10 MW è stata messa in servizio e collegata alla rete il 22 agosto 2022. Il parco eolico Seagreen dovrebbe essere operativo nella prima metà del 2023. A regime, il sito produrrà circa 7,5 TWh/anno.
Oltre ad essere il più grande parco eolico offshore della Scozia, il progetto da 3 miliardi di sterline (3,5 miliardi di euro) sarà anche il parco eolico a fondo fisso più profondo del mondo operativo fino ad oggi, con le sue fondamenta più profonde che dovrebbero essere installate a 59 metri sotto il livello del mare in Dicembre 2022.

Hexicon JV prevede di sviluppare due progetti eolici offshore (2,5 GW) in Italia

AvenHexicon, una joint venture al 50% tra la società energetica svedese Hexicon e l'italiana Avapa Energy, si è assicurata i diritti per lo sviluppo di due progetti eolici offshore per un totale di 2,5 GW in due aree dell'Italia. AvenHexicon costruirà un parco eolico offshore da 1,35 GW, 346 km^2, vicino a Porto Torres, al largo della costa della Sardegna e un altro parco eolico da 1,2 GW, 364 km^2, vicino ad Agrigento, al largo della costa siciliana. La joint venture ha chiesto una concessione di 30 anni per i due progetti a giugno e luglio 2022. I progetti dovrebbero portare energia a 2,5 milioni di famiglie italiane.

L'Italia punta a generare il 55% della sua produzione totale di elettricità da fonti rinnovabili entro il 2030. Alla fine del 2021, l'Italia non possedeva ancora alcuna capacità eolica offshore operativa, ma aveva più di 11 GW di energia eolica onshore (9% della capacità installata del paese e il 7% della sua produzione di energia con 21 TWh).

Il Belgio costruirà un'isola energetica collegata a 3,5 GW di energia eolica

L'operatore belga del sistema di trasmissione (TSO) Elia Group prevede di costruire un'isola di energia artificiale che sarà collegata a un massimo di 3,5 GW di capacità eolica offshore e fungerà da hub per gli interconnettori di energia con il Regno Unito e la Danimarca.

L'isola Princess Elisabeth sarà situata nel Mare del Nord, a 45 km al largo della costa belga, e fungerà da collegamento tra i parchi eolici nella seconda zona eolica offshore del paese e la sua rete ad alta tensione a terra. La costruzione di cassoni di cemento riempiti di sabbia dovrebbe iniziare nel 2024 e dovrebbe essere completata nel 2026, seguita dalla costruzione dell'infrastruttura elettrica sull'isola. Le bozze dei piani per l'isola dell'energia sono ora pronte e la procedura di gara è in preparazione. Il progetto sarà integrato nel Piano dello spazio marittimo del Belgio (2020-2026), che prevede lo sviluppo di una nuova zona di produzione di energia eolica nel Mare del Nord belga chiamata Princess Elisabeth zone.

Gli Stati Uniti fissano un obiettivo eolico offshore di 15 GW per il 2035

Il governo federale degli Stati Uniti ha fissato l'obiettivo di installare 15 GW di capacità eolica offshore galleggiante entro il 2035. Si prevede che questo nuovo obiettivo alimenterà 5 milioni di case, ridurrà le emissioni di carbonio di 26 $MtCO_2$/anno e ridurrà i costi di 70% entro il 2035, raggiungendo 45 USD/MWh. Il nuovo obiettivo si baserà sull'obiettivo esistente degli Stati Uniti di raggiungere i 30 GW di eolico offshore complessivo entro il 2030.

L'US Bureau of Ocean Energy Management (BOEM) farà avanzare le aree in affitto in acque profonde per la tecnologia galleggiante, a partire dall'asta di locazione al largo della costa dello stato americano della California entro la fine del 2022. Le acque al largo della costa occidentale e del Golfo di Il Maine sono le aree con il maggior potenziale di energia eolica del paese. Nel 2021 negli Stati Uniti erano operativi solo 42 MW di capacità eolica offshore.

Il NSW australiano lancia una serie di gare per la costruzione di 12 GW di rinnovabili

Lo stato australiano del New South Wales (NSW) ha lanciato la prima di una serie di gare che mirano a costruire un totale di 12 GW di capacità di energia rinnovabile e 2 GW di accumulo di energia a lunga durata entro il 2030. Le gare saranno organizzate ogni sei mesi per un periodo di 10 anni.

Queste gare seguono la creazione di cinque zone di energia rinnovabile (REZ) nel NSW e fanno parte della Roadmap per le infrastrutture elettriche dello stato, che prevede di sostituire la capacità di generazione di quattro delle cinque centrali elettriche a carbone dello stato con moderne infrastrutture elettriche.

Per questo primo round, che si concentrerà principalmente sulla REZ di Orana centro-occidentale intorno alla città di Dubbo, le parti interessate possono iscriversi alla procedura di gara competitiva fino al 28 ottobre 2022.

Alla fine di agosto 2022, lo stato del NSW ha ricevuto 44 manifestazioni di interesse per progetti di generazione e stoccaggio di energia presso l'Illawarra REZ, per un totale di 17 GW potenziali di capacità.

ENERGIA ELETTRICA

La Lituania posticipa la piena liberalizzazione del suo mercato elettrico al dettaglio al 2026

Il parlamento lituano ha posticipato di 3 anni fino al 1° gennaio 2026 la terza fase di liberalizzazione del mercato della fornitura al dettaglio di elettricità nel Paese. La riforma, rinviata a causa di un forte aumento dei prezzi dell'energia elettrica, avrebbe posto fine alla tariffa regolamentata per il prezzo di acquisto e fornitura dell'energia elettrica, che nel primo semestre 2022 rappresentava il 40% del costo finale, per tutti i consumatori al di sotto dei 1.000 kWh /anno (più della metà dei consumatori totali). Le altre componenti del prezzo – trasmissione, distribuzione dell'energia elettrica e onere di servizio pubblico – continuerebbero a essere fissate dal governo. L'azienda elettrica statale Ignitis rappresentava il 62% del mercato elettrico al dettaglio in termini di volume di fornitura di elettricità nel terzo trimestre del 2021.

La Lituania ha già avviato una graduale liberalizzazione delle tariffe residenziali sul mercato al dettaglio dell'elettricità. A gennaio 2021 i prezzi finali dell'elettricità sono stati liberalizzati per i consumatori che consumano più di 5.000 kWh/anno. La soglia è stata abbassata a 1.000 kWh/anno per la seconda fase a gennaio 2022. A seguito della nuova legge sull'energia elettrica del 2000, l'apertura del mercato è avvenuta in più fasi: nel 2002 per i consumatori oltre i 20 GWh, nel 2003 per i consumatori oltre i 9 GWh/anno e nel 2004 per tutti i consumatori professionali. Dal 2007 tutti i consumatori sono liberi di scegliere il proprio fornitore di energia elettrica.

Viene avviato l'interconnettore elettrico EuroAsia che collega Grecia a Cipro

Grecia e Cipro hanno avviato la costruzione della prima fase dell'interconnettore EuroAsia, un cavo sottomarino da 1.000 MW che collegherà le reti elettriche dei due Paesi via Creta. Cipro è l'ultimo stato membro dell'UE non interconnesso. La messa in servizio è prevista entro la fine del 2026. Come seconda fase, una volta completato il progetto da Cipro a Creta, verrà costruito un collegamento elettrico tra Cipro e Israele. Il progetto, elencato nella lista UE dei progetti di interesse comune (PCI), è uno schema multiterminale ad alta tensione e corrente continua che collegherà le reti di trasmissione di Grecia, Cipro e Israele e comprenderà tre stazioni di conversione con elettrodi marini, interconnessi da cavi. A pieno regime, l'interconnettore da 500 kV consentirà il trasferimento di 2.000 MW. La sua lunghezza totale in mare aperto è di 1208 km (310 km da Cipro a Israele, 898 km da Cipro a Creta), mentre la sua lunghezza a terra è di 25 km.
L'interconnettore ha ricevuto una sovvenzione di 100 milioni di euro dalla Commissione europea nel luglio 2021. Nel gennaio 2022, i paesi dell'UE hanno deciso di investire 657 milioni di euro nel progetto nell'ambito del meccanismo per collegare l'Europa (CEF). Nexans Norway è stata selezionata nel luglio 2022 come offerente privilegiato per l'aggiudicazione dei contratti per l'ingegneria, l'approvvigionamento, la costruzione e l'installazione dei due sistemi di cavi HVDC per la prima fase dell'interconnettore.

La Germania firma con la Danimarca il collegamento elettrico Bornholm Energy Island da 3 GW

La Germania ha firmato un accordo con la Danimarca per garantire un collegamento elettrico al previsto hub eolico offshore da 3 GW Bornholm Energy Island, situato nella parte danese del Mar Baltico. Il previsto hub energetico, situato vicino all'isola di Bornholm, collegherà diversi parchi eolici offshore entro il 2030 nel Mar Baltico con una capacità di generazione sufficiente per alimentare 4,5 milioni di famiglie tedesche. L'hub sarà collegato alla rete tedesca tramite un cavo elettrico di 470 km. Questo accordo arriva mentre la Germania sta cercando di diversificare le sue forniture elettriche e ridurre la dipendenza dalla Russia.
Contemporaneamente, a seguito di un accordo tra i diversi partiti politici danesi, la capacità di Bornholm Energy Island è stata aumentata da 2 GW a 3 GW. L'hub eolico offshore Bornholm Energy Island fa parte del più ampio piano della Danimarca per aumentare di cinque volte la produzione nazionale di energia eolica offshore entro il 2030.

L'India prevede che la domanda di elettricità aumenterà in media del 7,2% all'anno fino al 2027

La compagnia indiana Central Electricity Authority (CEA) prevede che la domanda annuale di elettricità in India aumenterà in media del 7,2% fino a marzo 2027, quasi il doppio del tasso di crescita di 4% registrato durante gli ultimi cinque anni fino a marzo 2022. La domanda di energia dell'India dovrebbe raggiungere 1.874 TWh nel 2027, rispetto agli 1.320 TWh nel 2021-2022.
L'India aggiungerebbe una capacità di generazione di energia di 165,3 GW fino a marzo 2027, la maggior parte della quale sarebbe energia rinnovabile. I nuovi impianti solari rappresenterebbero 92,6 GW e l'eolico 25 GW. La nuova capacità a carbone in costruzione rappresenterebbe 25,8 GW e le centrali nucleari 7 GW. Il paese chiuderà anche 11 centrali a carbone con una capacità combinata di 4,62 GW nei prossimi cinque anni. Il carbone rimarrebbe dominante nella produzione di energia dell'India e il fabbisogno di carburante per la produzione di energia è visto aumentare del 3,8% all'anno.
Nel 2021, il carbone ha raggiunto il 73% del mix energetico del Paese.

Svezia e Finlandia annunciano 33 miliardi di euro di garanzie di liquidità per le società elettriche

I governi di Svezia e Finlandia hanno annunciato l'intenzione di offrire un totale di 33 miliardi di euro in garanzie di liquidità alle loro società elettriche. La Svezia offrirà 23,2 miliardi di euro e la Finlandia 10 miliardi di euro in garanzie destinate a evitare fallimenti e il rischio di interruzioni del sistema, che potrebbero potenzialmente portare a una crisi finanziaria. Il parlamento svedese ha successivamente approvato piano, che fornirà liquidità fino a marzo 2023. Durante le prime due settimane dopo l'attuazione, le garanzie includeranno tutti gli attori nordici e baltici, al fine di fornire uno spazio di respiro ai paesi vicini e dar loro tempo di mettere in atto le proprie misure. La compagnia energetica svedese Vattenfall e la finlandese Fortum hanno accolto con favore le misure che hanno ritenuto cruciali per mantenere le aziende operative.

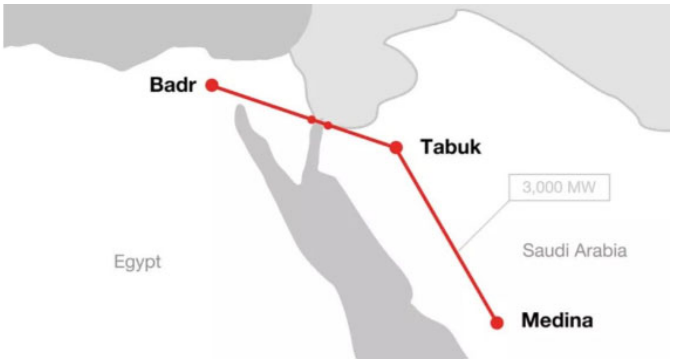
Iraq e Giordania avviano un progetto di interconnessione da 500 MW

Iraq e Giordania hanno avviato un progetto di interconnessione elettrica tra i due paesi. La linea, che dovrebbe avere una capacità di 150 MW nella prima fase e aumentare gradualmente a 500 MW, avrebbe una corsa di 16 km in Giordania e 330 km in Iraq, iniziando vicino al confine irachenogiordano a Trebil, passando per l'area di al-Rutba e termina alla stazione di Al-Qaim al confine iracheno con la Siria. La prima fase del progetto dovrebbe essere operativa nel 2023. Nel settembre 2020, l'Iraq ha anche raggiunto un accordo con la Giordania per collegare le proprie reti elettriche e la Giordania ha accettato di fornire all'Iraq 1 TWh/anno a partire da dicembre 2022. I due paesi potrebbero aumentare gli scambi in una fase successiva. Nel 2020, l'Iraq ha importato 11,8 TWh di elettricità, principalmente dall'Iran, rappresentando il 26% del consumo energetico del Paese. Nel luglio 2022 Arabia Saudita e Iraq hanno firmato il rapporto esecutivo sui principi dell'accordo di interconnessione elettrica per una linea da 1 GW. La linea a 400 kV, lunga 435 km, collegherà la città di Arar, nel nord dell'Arabia Saudita, alla città di Yusufiya, nell'Iraq centrale. Il progetto dovrebbe essere commissionato nel 2023 o nel 2024.

La Svizzera approva la costruzione di una centrale di riserva temporanea da 250 MW

Il governo della Svizzera ha approvato i piani per la costruzione di una centrale di riserva temporanea da 250 MW a Birr, nel cantone di Argovia (Svizzera settentrionale), che dovrebbe essere pronta per l'uso nel febbraio 2023 e sarà in grado di funzionare a gas, petrolio o idrogeno .
L'impianto provvisorio sarà disponibile fino alla primavera del 2026 come back-up in caso di emergenza energetica. I lavori per la realizzazione di questa centrale elettrica mobile inizieranno nei prossimi giorni presso la sede della società GE Gas Power. La centrale dovrebbe integrare la riserva idroelettrica e altre misure decise dal Consiglio federale svizzero per rafforzare l'approvvigionamento energetico per il prossimo inverno. All'inizio di settembre 2022, ElCom, la Commissione federale per l'energia elettrica, aveva previsto che i prezzi dell'elettricità per le famiglie sarebbero aumentati del 27% nel 2023.

L'interconnessione da 3GW tra Egitto e Arabia Saudita ottiene il finanziamento



Standard Chartered Bank e Sumitomo Mitsui Banking Corporation hanno fornito un finanziamento di 566 milioni di dollari alla Saudi Electricity Company (SEC) per consentire un progetto di interconnessione elettrica tra l'Arabia Saudita e l'Egitto. Il progetto da 1,8 miliardi di dollari, sviluppato dalla SEC e dalla Egyptian Electricity Transmission Corporation (EETC), consiste in un'interconnessione elettrica di 1.300 km tra Il Cairo, Tabuk e Medina. La linea in corrente continua ad alta tensione (HVDC) dovrebbe consentire lo scambio fino a 3 GW nelle ore di punta. Dovrebbe essere messa in servizio entro il 2026. Il finanziamento di 14 anni sarà garantito dalla Swedish Export Credit Agency (EKN) e finanziato dalla Swedish Export Credit Corporation (SEK).
Nel maggio 2022, SNC-Lavalin ha vinto un contratto quadriennale per gestire e supervisionare la progettazione e l'esecuzione del progetto. Prysmian Group si è assicurato un contratto da 221 milioni di euro (240 milioni di dollari USA) nell'ottobre 2021 per un sistema di cavi terrestri e sottomarini HVDC da ±500 kV che collegherebbe i paesi del Consiglio di cooperazione del Golfo (GCC) con il continente africano.
La Commissione propone inoltre un uso mirato e flessibile dei finanziamenti della politica di coesione per affrontare l'impatto dell'attuale crisi energetica su cittadini e imprese, utilizzando fino al 10% della dotazione nazionale totale per il periodo 2014-2020, per un valore di circa 40 miliardi di euro.

Gli attacchi russi all'Ucraina aggravano la crisi energetica della Moldavia

Dei frequenti blackout hanno temporaneamente colpito diverse città della Moldavia, evidenziando l'impatto della guerra in Ucraina sui paesi vicini.
Le interruzioni si sono verificate quando l'esercito russo ha colpito le infrastrutture ucraine. La Moldavia confina con l'Ucraina ed è la nazione più povera d'Europa. I suoi sistemi energetici dell'era sovietica rimangono interconnessi con l'Ucraina, motivo per cui lo sbarramento missilistico russo ha innescato l'arresto automatico di una linea di rifornimento causando l'interruzione dell'elettricità. Quando si verificano disconnessioni massicce in più stazioni, il sistema si sbilancia e va fuori linea.
Il presidente russo Vladimir Putin è stato accusato di usare quest'arma della dipendenza energetica contro il governo moldavo pro-UE, dopo che Mosca ha annunciato che ridurrà la sua fornitura di gas naturale a Chisinau.
Il presidente filo-occidentale della Moldavia, Maia Sandu, ha affermato che la decisione della Russia di tagliare le forniture di gas del suo paese equivale a un "ricatto politico" ed è stato un tentativo di far deviare il paese dal suo percorso verso l'adesione all'UE.
La Moldavia è diventata candidata all'adesione all'UE a giugno nello stesso giorno dell'Ucraina.
In risposta, Chisinau si è rivolta alla Romania, che ora fornisce circa il 90% della sua elettricità.

OMV Petrom sviluppa 450 MW di progetti solari in Romania per la rete elettrica nazionale

La compagnia petrolifera e del gas rumena OMV Petrom, una sussidiaria dell'austriaca OMV, collaborerà con il produttore statale di energia a lignite CE Oltenia per costruire quattro parchi solari fotovoltaici, per un totale di 450 MW, che saranno situati sui siti delle ex attività minerarie gestite da CE Oltenia nel sud della Romania.
Il progetto, che dovrebbe costare circa 400 milioni di euro, dovrebbe fornire elettricità alla rete elettrica nazionale a partire dal 2024. Il fondo di modernizzazione dell'UE fornirà il 70% dei fondi per il progetto e le due società forniranno il resto.

EMISSIONI CO_2

L'UE approva il piano polacco per compensare i costi delle emissioni

La Commissione europea ha approvato, in base alle norme dell'UE sugli aiuti di Stato, un piano da 10 miliardi di euro per compensare parzialmente le società ad alta intensità energetica per i prezzi dell'elettricità più elevati derivanti dai costi indiretti delle emissioni nell'ambito del sistema di scambio di quote di emissione dell'UE (EU ETS). Il regime coprirà parte dei prezzi più elevati dell'elettricità derivanti dall'impatto dei prezzi del carbonio sui costi di produzione dell'elettricità sostenuti tra il 2021 e il 2030.
Alle imprese ammissibili sarà concessa una compensazione attraverso un rimborso parziale dei costi di emissione indiretta sostenuti nell'anno precedente, con il pagamento finale da versare nel 2031. L'importo massimo dell'aiuto per beneficiario sarà pari al 75% dei costi di emissione indiretta sostenuto. In alcuni casi, l'importo massimo dell'aiuto può essere superiore per limitare i restanti costi delle emissioni indirette sostenute all'1,5% del valore aggiunto lordo dell'impresa.
Per poter beneficiare della compensazione, i beneficiari devono attuare alcune raccomandazioni di audit energetico, coprire almeno il 30% del loro consumo di elettricità con fonti di energia rinnovabile o investire almeno il 50% dell'importo dell'aiuto in progetti che portano a riduzioni sostanziali dei loro impianti 'emissioni di gas serra.

Il Consiglio europeo approva norme più rigorose per la prestazione energetica degli edifici

Il Consiglio europeo ha approvato oggi una proposta di revisione della direttiva sulla prestazione energetica nell'edilizia, che mira a portare a zero emissioni tutti i nuovi edifici entro il 2030 e gli edifici esistenti entro il 2050. Gli edifici rappresentano il 40% dell'energia consumata e il 36% delle emissioni dirette e indirette di gas a effetto serra legate all'energia nell'UE. Nello specifico, il Consiglio europeo ha convenuto che dal 2028 i nuovi edifici di proprietà di enti pubblici e dal 2030, tutti i nuovi edifici dovrebbero essere a emissioni zero. Per gli edifici esistenti, il Consiglio europeo ha deciso di introdurre degli standard minimi di prestazione energetica che corrispondano alla quantità massima di energia primaria che gli edifici possono utilizzare per m^2 all'anno.
Una prima soglia traccerebbe il consumo di energia primaria sotto il 15% negli edifici non residenziali con le prestazioni peggiori. Una seconda soglia sarebbe fissata al di sotto del 25%. Gli Stati membri hanno accettato di portare tutti gli edifici non residenziali al di sotto della soglia del 15% entro il 2030 e al di sotto della soglia del 25% entro il 2034.
Gli Stati membri dovranno comunicare i piani nazionali di ristrutturazione degli edifici con la tabella di marcia degli obiettivi nazionali per il 2030, 2040 e 2050 per quanto riguarda il tasso annuale di rinnovamento energetico, il consumo di energia primaria e finale del parco immobiliare nazionale e le riduzioni delle emissioni di gas. I primi piani saranno emessi entro il 30 giugno 2026 e successivamente ogni cinque anni.

Il Brandeburgo annuncia nuovi obiettivi di riduzione delle emissioni

Lo stato tedesco del Brandeburgo ha adottato la sua strategia energetica 2040, in cui lo stato ha annunciato in particolare l'intenzione di quadruplicare la sua capacità solare a 18 GW entro il 2030 e raggiungere il 100% di produzione di energia rinnovabile entro il 2030.
Entro il 2040, la capacità solare in tutto il Brandeburgo dovrebbe raggiungere 33 GW (da 4,5 GW nel 2021) e la capacità eolica installata dovrebbe raddoppiare a 15 GW (da 7,6 GW nel 2021).
Inoltre, la strategia energetica 2040 mira a ridurre le emissioni di gas serra (GHG) del Brandeburgo del 75% entro il 2030 (rispetto ai livelli del 1990) e raggiungere la neutralità climatica al più tardi entro il 2045. Il consumo di energia primaria deve essere ridotto del 39% entro il 2040 rispetto ai livelli del 2007. Entro il 2040 l'82% del consumo di calore sarà coperto da energie rinnovabili.

Il piano per la transizione energetica prevede anche lo sviluppo di un'economia dell'idrogeno. Le misure saranno presentate in un prossimo Piano per il clima che sarà presentato nella primavera del 2023.

Energia nucleare

La Rosatom inizia i colloqui per costruire una seconda centrale nucleare in Turchia

Il gruppo nucleare statale russo Rosatom ha annunciato di aver avviato negoziati con i suoi partner turchi per la costruzione di una centrale nucleare su larga scala sulla costa turca del Mar Nero. Questa seconda centrale nucleare sarebbe costruita vicino alla città di Sinop (Turchia settentrionale) e sarebbe composta da quattro unità.
Rosatom, attraverso la sua affiliata Akkuyu Nuclear, sta attualmente costruendo la prima centrale nucleare della Turchia da 4,8 GW ad Akkuyu sulla costa mediterranea nella provincia di Mercin. La centrale nucleare è composta da quattro unità VVER da 1.200 MW che una volta a regime dovrebbero generare fino a 35 TWh/anno. Nel luglio 2022, Rosatom ha iniziato a costruire la quarta unità dell'impianto.

La Svizzera costruirà un deposito di scorie nucleari confine con la Germania

La Cooperativa nazionale svizzera per lo smaltimento dei rifiuti radioattivi (Nagra) ha selezionato la regione di Nördlich Lägern, vicino al confine tedesco, per ospitare un deposito geologico profondo per i rifiuti radioattivi. Le scorie radioattive del Paese sono attualmente conservate in un deposito intermedio a Würenlingen, situato a 15 km dal confine tedesco.
Nagra presenterà al governo le domande per l'approvazione globale del progetto entro la fine del 2024 che dovrà decidere entro il 2029. Potrebbe essere lanciato un referendum. L'inizio dei lavori è previsto per il 2045. I primi rifiuti potrebbero essere stoccati intorno al 2050. Il deposito dovrebbe poi essere chiuso nel 2115.
Ci sono 4 reattori nucleari in Svizzera: Beznau 1 e 2 (365 MW netti ciascuno), Gösgen (970 MW) e Leibstadt (1.165 MW). Il nucleare rappresenta il 12% della capacità installata della Svizzera (2020) e un terzo del mix energetico del Paese (2021).

La Germania manterrà in funzione tre centrali nucleari fino al 15 aprile 2023

Il governo tedesco ha deciso di continuare a far funzionare le tre centrali nucleari attive rimaste nel Paese, che hanno una capacità totale di circa 4,2 GW, fino al 15 aprile 2023 per garantire l'approvvigionamento energetico per il prossimo inverno. I tre reattori nucleari coinvolti sono l'Isar 2 da 1,4 GW (situato a Essenbach, in Baviera, e gestito da E.ON), il Neckarwestheim 2 da 1,4 GW (situato a Neckarwestheim, Baden-Württemberg e gestito da EnBW) e l'Emsland da 1,4 GW (situato a Lingen, Bassa Sassonia, e gestito da KKW Lippe -Ems). Continueranno a funzionare oltre la scadenza del 31 dicembre 2022 precedentemente fissata per l'eliminazione graduale e possono contribuire a circa il 6% della produzione di energia elettrica del Paese.
Nel settembre 2022 il governo aveva deciso di mettere in stand-by Isar 2 e Neckarwestheim 2 oltre dicembre 2022 per garantire una fornitura di energia elettrica sufficiente in caso di mancanza di corrente. Il ministero dell'Economia tedesco ha tuttavia ribadito che questa decisione non è un cambiamento di politica ma è una misura temporanea che viene attuata a causa di circostanze particolari.

La Slovacchia consente la messa in servizio di un reattore nucleare da 471 MW nell'impianto di Mochovce

L'Autorità di regolamentazione nucleare della Repubblica slovacca (UJD SR), ha rilasciato l'autorizzazione finale per la messa in servizio dell'unità 3 da 471 MW presso la centrale nucleare di Mochovce (Slovacchia sudoccidentale).
Slovenské Elektráne, l'operatore dell'impianto, ha annunciato che inizierà a rifornirsi e inizierà la produzione di energia entro il 2023. La società aveva richiesto le licenze per mettere in servizio le unità Mochovce 3 e 4 già a dicembre 2016.
La nuova unità è un reattore ad acqua pressurizzata VVER, che coprirà circa il 13% del consumo di elettricità nel Paese.
La costruzione delle prime due unità VVER da 471 MWe nell'impianto di Mochovce è iniziata nel 1982. I lavori sulle unità 3 e 4 sono iniziati nel 1986 ma si sono bloccati nel 1992. I primi due reattori sono stati completati ed entrati in funzione nel 1998 e nel 1999 con un progetto per completare le unità 3 e 4 che inizierà dieci anni dopo, ma le ultime due hanno subito notevoli ritardi. Il lancio del reattore arriva quando la questione dell'indipendenza energetica sta diventando più importante per la Slovacchia, poiché crescono le tensioni con il fornitore di gas Russo. L'UJD SR esaminerà ora anche l'autorizzazione per l'unità 4, che potrebbe diventare operativa entro la fine del 2024.

43 GW della capacità termica del Giappone andranno offline entro il 2030

Il Ministero dell'Economia, del Commercio e dell'Industria giapponese prevede che 43,3 GW della capacità termica del Giappone potrebbero andare offline tra gli anni fiscali 2021 e 2030, supponendo che tutte le strutture vengano dismesse dopo aver funzionato per 45 anni. Questa previsione è superiore di oltre il 50% rispetto alle stime precedenti e rappresenta circa il 23% della capacità termica installata totale del Giappone (190 GW nel 2021). Quasi la metà della capacità termica che potrebbe andare offline sono centrali elettriche a gas (21 GW). A luglio e agosto 2022, il Giappone ha annunciato l'intenzione di riavviare i reattori nucleari e di sviluppare e costruire centrali nucleari di prossima generazione, un importante cambiamento rispetto alla politica dopo il disastro di Fukushima. Questo spostamento potrebbe consentire al Giappone di compensare la perdita di capacità termica ed evitare lo stress della rete elettrica a medio e lungo termine.

Gli Stati Uniti presentano un piano per costruire sei reattori nucleari in Polonia

Gli Stati Uniti hanno presentato alla Polonia una dettagliata tabella di marcia bilaterale, progettata per portare alla costruzione di sei reattori basati sulla tecnologia statunitense. Westinghouse è in concorrenza con Korea Hydro Nuclear Power (KHNP) ed EDF. Nell'aprile 2022, Korea Hydro & Nuclear Power (KHNP), un'affiliata dell'azienda elettrica sudcoreana Korea Electric Power Corporation (Kepco), ha presentato un'offerta al governo polacco per costruire 8,4 GW di capacità nucleari nel paese.
Nell'ottobre 2021, l'EDF francese ha presentato al governo polacco un'offerta preliminare non vincolante per un contratto per la fornitura di Engineering, Procurement and Construction (EPC) da quattro a sei reattori EPR in Polonia, che rappresentano rispettivamente una capacità installata totale di 6,6 GW a 9,9 GW distribuiti su due o tre siti.
La politica energetica della Polonia fino al 2040 ha pianificato lo sviluppo di una centrale nucleare (1-1,6 GW) che potrebbe iniziare le operazioni commerciali nel 2033. Il governo prevede di creare una società veicolo, in cui manterrà una partecipazione del 51%, per sviluppare reattori nucleari; il restante 49% sarebbe detenuto da un partner straniero. Entro il 2043 potrebbero essere avviate altre cinque centrali nucleari e il nucleare potrebbe coprire il 10% del mix energetico nel 2035.

Belgio: Engie spegne il reattore nucleare Doel 3 da 1 GW

L'operatore francese Engie ha spento il reattore nucleare Doel 3 da 1.006 MW, situato a Beveren vicino ad Anversa (Belgio settentrionale). Il reattore Doel 3 è stato disconnesso dalla rete elettrica secondo la legge belga sul phase-out nucleare. Questa è la prima volta che un reattore viene spento in Belgio e avviene mentre i prezzi dell'energia sono in aumento a causa della crisi in Europa.
La potenza totale della centrale Doel è di 2,9 GW. Il reattore Doel 1 (433 MW) iniziò a funzionare all'inizio del 1975, seguito nello stesso anno da Doel 2 (433 MW). Doel 3 è stato lanciato nel 1982 e Doel 4 (1.033 GW) è stato completato nel 1985.
Nel luglio 2022, la controllata di Engie Electrabel ha firmato una lettera di intenti con lo stato belga per prolungare di 10 anni la vita dei reattori Doel 4 (1.033 MW) e Tihange 3 (1.038 MW). Alla fine del 2021, il Belgio aveva 5,9 GW di capacità nucleare installata (22% della sua capacità installata totale).

L'Ungheria concede a Rosatom il permesso di costruire due nuovi reattori nucleari da 1,2 GW

L'autorità di regolamentazione nucleare ungherese ha concesso un permesso di costruzione per due nuovi reattori da 1,2 GW presso la centrale nucleare di Paks, che saranno costruiti dalla società nucleare statale russa Rosatom in base a un accordo del 2014 firmato tra i due paesi.
L'Autorità ungherese per l'energia nucleare ha affermato che l'attuale centrale nucleare di Paks, costruita in Russia, può essere ampliata con due nuovi reattori VVER, in attesa di ulteriori licenze. L'energia nucleare non è soggetta alle sanzioni dell'UE attuate dall'inizio della guerra in Ucraina.
La centrale nucleare di Paks possiede attualmente quattro piccoli reattori VVER 440 di costruzione russa con una capacità combinata di circa 2 GW, che hanno iniziato a funzionare tra il 1982 e il 1987. L'installazione dei due nuovi reattori raddoppierebbe la capacità installata nucleare dell'Ungheria.
Nel 2021, il 45% della produzione di energia dell'Ungheria proveniva dall'energia nucleare con 16 TWh.

Fortum lancia uno studio per nuova capacità nucleare in Finlandia e Svezia

Il gruppo energetico statale finlandese Fortum ha avviato uno studio di fattibilità biennale per la costruzione di nuove centrali nucleari in Finlandia e Svezia. Con questo studio, l'azienda esaminerà le condizioni commerciali, tecnologiche e normative sia per i piccoli reattori modulari (SMR) che per i grandi reattori convenzionali.
Allo stesso tempo, il nuovo governo di coalizione svedese ha incaricato il produttore di energia elettrica statale Vattenfall di costruire più capacità nucleare nel paese e ha chiesto al gruppo di iniziare a pianificare nuove centrali nucleari a Ringhals e in altri luoghi idonei. Le autorità svedesi dovrebbero apportare modifiche normative per semplificare il processo di costruzione delle centrali nucleari e introdurre una procedura normativa accelerata per i tipi di reattori che sono stati approvati in altri paesi dell'UE. Vattenfall sta già lavorando a uno studio di fattibilità per costruire due SMR a Ringhals.
Alla fine del 2021, la Svezia aveva 6 reattori nucleari attivi con una capacità totale di 6,9 GW: Forsmark 1-2-3 (3,3 GW), Oskarshamn 3 (1,4 GW) e Ringhals 3-4 (2,2 GW). Ciò equivaleva a circa il 15% della capacità installata del paese. Vattenfall possiede una quota di maggioranza negli operatori degli stabilimenti Ringhals e Forsmark.
All'inizio di ottobre 2022, l'operatore della centrale nucleare finlandese di Olkiluoto, Teollisuuden Voima Oyj (TVO), ha annunciato che l'unità 3 della centrale ha raggiunto la piena potenza. La centrale nucleare di Olkiluoto, situata nel sud-ovest della Finlandia, detiene attualmente tre unità: Olkiluoto 1 e 2 che raggiungono 880 MW ciascuna e Olkiluo 3 che raggiunge 1,6 GW. L'impianto è di proprietà di TVO (73%) e Fortum (27%). Fortum gestisce anche la centrale nucleare di Loviisa da 1 GW nel sud della Finlandia. Alla fine del 2020, il nucleare rappresentava il 16% della capacità installata totale della Finlandia con 2,8 GW (escluso Olikiluoto 3).

La Nuclearelectrica rumena prevede di installare sei SMR da 72 MW di fabbricazione statunitense

La società nucleare statale rumena Nuclearelectrica chiede l'approvazione dei suoi azionisti per creare una joint venture 50/50 con Nova Power and Gas, che avrebbe il compito di costruire una centrale nucleare da 462 MW composta da sei mini-reattori modulari (SMR) di 72 MW ciascuno, forniti dall'azienda statunitense NuScale, sul sito di un'ex centrale termoelettrica di Doicești. Nova Power and Gas è un'affiliata della holding rumena E-Infra.
Nel maggio 2022, Nuclearelectrica, E-Infra e NuScale hanno firmato un memorandum d'intesa per svolgere studi di ingegneria, analisi tecniche e attività di licenza a Doicești, la località scelta per il progetto. L'Agenzia per il commercio e lo sviluppo degli Stati Uniti (USTDA) ha assegnato una sovvenzione a Nuclearelectrica all'inizio del 2021 per condurre uno studio per identificare e valutare diversi siti in tutta la Romania, compresi i luoghi in cui le centrali elettriche a carbone esistenti potrebbero essere sostituite con SMR.
La Romania ha due reattori nucleari da 650 MW in funzione nel sito di Cernavoda che utilizzano la tecnologia canadese dell'acqua pesante (Candu); sono stati commissionati rispettivamente nel 1996 e nel 2007. Il nucleare rappresenta il 7% della capacità installata del paese e il 19% del suo mix energetico (2021).

La Francia presenta nuovi progetti di legge per promuovere l'energia nucleare

Il governo francese ha presentato un nuovo disegno di legge per l'energia nucleare, in cui il governo francese prevede di costruire sei nuovi reattori EPR2, oltre a mantenere un'opzione per costruirne altri otto e facilitare le procedure amministrative coinvolte nello sviluppo di nuovi reattori .
La costruzione del primo di questi reattori dovrebbe iniziare prima di maggio 2027 e dovrebbe essere completata nel 2035 o nel 2036. Il governo francese stima che i sei nuovi reattori costeranno 51,7 miliardi di euro. I reattori sarebbero costruiti su tre siti nucleari EDF esistenti: due a Penly, nel dipartimento della Senna Marittima, due a Gravelines, nel nord della Francia, e due a Bugey, nella Francia orientale, oa Tricastin, nel sud della Francia.

La Cina approva due nuove centrali nucleari (4,4 GW)

Il Consiglio di Stato cinese ha approvato due nuove centrali nucleari, ciascuna composta da due reattori, per un totale di 4,4 GW. La centrale nucleare di Zhangzhou di fase 2, situata nella provincia del Fujian (Cina orientale), ospiterà due reattori HPR-1000 (Hualong One) da 1,2 GW. La centrale nucleare di fase 1 di Lianjiang, situata nella provincia del Guangdong (Cina meridionale), ospiterà due reattori CAP-1000 da 1 GW.

Quest'ultimo progetto sarà gestito da State Power Investment Corporation (SPIC). Lo sviluppo e la costruzione dei quattro nuovi reattori dovrebbero costare 11,5 miliardi di dollari.

All'inizio di settembre 2022, la Cina ha iniziato la costruzione dell'Unità 5 da 1,2 GW della prossima centrale nucleare di Lufeng (Guangdong). Nel luglio 2022 la Cina ha anche avviato la costruzione delle unità 3 e 4 della centrale nucleare di Haiyang, per un totale di 2,5 GW. Nel giugno 2022, il Paese ha avviato la costruzione di un reattore da 1 GW presso la centrale nucleare di Sanmen nello Zhejiang e ha iniziato le operazioni commerciali dell'unità 6 (1,1 GW) della centrale nucleare di Hongyanhe a Liaoning.

A fine 2021, la capacità nucleare cinese ha raggiunto 53,3 GW (+7% rispetto al 2020) e la sua produzione di energia nucleare ha raggiunto 408 TWh (+11,3% rispetto al 2020). La Cina punta a 200 GW di capacità nucleare entro il 2035. A settembre 2022, la Cina aveva quasi 17 GW di capacità nucleare in costruzione e 197 GW in fase di sviluppo.

Il reattore nucleare Olkiluoto 3 da 1,6 GW raggiunge la piena potenza in Finlandia

L'operatore della centrale nucleare finlandese di Olkiluoto, Teollisuuden Voima Oyj (TVO), ha annunciato che l'unità 3 da 1,6 GW dell'impianto ha raggiunto la piena potenza, mentre continuano i test di messa in servizio. La prima alimentazione su Olkiluoto 3 è stata ottenuta nel marzo 2022 e la regolare produzione di elettricità dal reattore EPR dovrebbe iniziare a dicembre 2022, poiché l'Europa sta cercando di garantire una fornitura di energia stabile per l'inverno.

Il progetto Olkiluoto 3 è stato realizzato da un consorzio di Areva GmbH, Areva NP e Siemens. La costruzione è iniziata nel 2005 per una messa in servizio prevista nel 2009. Tuttavia, il progetto è stato colpito da ripetuti ritardi e costi in aumento (da una stima iniziale di 3,2 miliardi di euro a circa 11 miliardi di euro). La centrale nucleare di Olkiluoto, situata vicino alla città di Rauma, nel sud-ovest della Finlandia, contiene attualmente tre unità, con Olkiluoto 1 e 2 che raggiungono 880 MW ciascuna e Olkiluo 3 che raggiunge 1,6 GW.

POLICY

Il Consiglio dell'UE concorda misure per abbassare i prezzi dell'energia

I ministri dell'Energia dell'UE hanno concordato misure di emergenza per ridurre i prezzi dell'energia introdotte per la prima volta all'inizio di settembre 2022. Le misure, che rimangono le stesse proposte dalla Commissione europea a settembre 2022, si applicheranno dal 1° dicembre 2022.

In primo luogo, il Consiglio dell'UE ha concordato un obiettivo di riduzione globale del 10% del consumo lordo di elettricità e un obiettivo di riduzione obbligatoria del 5% del consumo di elettricità nelle ore di punta. Gli Stati membri individueranno il 10 % delle loro ore di punta tra il 1° dicembre 2022 e il 31 marzo 2023, durante le quali ridurranno la domanda. Gli Stati membri saranno liberi di scegliere le misure appropriate per ridurre i consumi per entrambi gli obiettivi in questo periodo (fino al 31 marzo 2023).

Il Consiglio ha inoltre deciso di limitare le entrate di mercato a 180 €/MWh per i produttori di elettricità, compresi gli intermediari, che utilizzano tecnologie inframarginali per produrre elettricità, come energie rinnovabili, nucleare e lignite (fino al 30 giugno 2023). Gli Stati membri dovranno inoltre stabilire un contributo di solidarietà temporaneo obbligatorio sui profitti delle imprese attive nei settori del petrolio, del gas naturale, del carbone e delle raffinerie. Il contributo di solidarietà sarebbe calcolato sugli utili imponibili, a partire dal 2022 e/o dal 2023, che superano un aumento del 20% degli utili imponibili medi annui dal 2018. Inoltre, gli Stati membri possono fissare temporaneamente un prezzo per la fornitura di energia elettrica alle piccole e medie imprese per sostenere ulteriormente le PMI alle prese con i prezzi elevati dell'energia.

La Polonia annuncia un nuovo piano per proteggere le famiglie dall'impennata dei prezzi dell'energia

Il governo polacco ha presentato nuove misure volte a ridurre i prezzi dell'energia per un valore di 30 miliardi di PLN (6,4 miliardi di euro), incluso un cosiddetto scudo di solidarietà per famiglie e imprese. Come parte del piano, il paese bloccherà le tariffe elettriche per le famiglie che consumano fino a 2.000 kWh/anno nel 2023. Il governo intende anche premiare le famiglie per aver ridotto il consumo di elettricità del 10% con una riduzione dei prezzi del 10%. Infine, 6 miliardi di PLN (1,3 miliardi di euro) vengono stanziati per aiutare le aziende ad alta intensità energetica. Il sostegno sarà concesso ai beneficiari a condizione di un aumento almeno del 100% dei prezzi dell'energia.

Spagna e Francia approvano dei piani per ridurre il consumo di energia

Il governo spagnolo ha approvato un piano che mira a ridurre il consumo di gas del Paese tra il 5,1% e il 13,5%. Comprende 73 misure, tra cui aiuti e agevolazioni fiscali sulle energie rinnovabili, nonché prestiti agevolati per le piccole imprese che investono nell'efficienza energetica. Il consumo di gas della Spagna è aumentato del 6% nel 2021 a 34 miliardi di metri cubi. Il settore elettrico ha rappresentato il 37% del consumo di gas nel 2021, seguito dall'industria (31%) e dagli edifici (20%). La Spagna ha importato 37 miliardi di metri cubi di gas naturale nel 2021, principalmente dall'Algeria (43%).

Anche la Francia ha presentato il suo piano di risparmio energetico. Il Paese punta a ridurre il consumo di energia del 10% entro il 2024. Il piano, che non prevede misure vincolanti, comprende 15 raccomandazioni chiave, che vanno dalla riduzione del riscaldamento a un massimo di 19°C negli uffici all'incoraggiamento delle persone al carpooling. Il consumo finale di energia è rimbalzato del 10% nel 2021 a 151 Mtep. Gli edifici hanno rappresentato il 43% del consumo finale di energia della Francia nel 2021, seguiti dai trasporti (29%) e dall'industria (19%).

La Germania annuncia un sussidio di 13 miliardi di euro per stabilizzare le tariffe di utilizzo della rete elettrica

Il governo federale tedesco ha annunciato che assisterà i quattro maggiori gestori di sistemi di trasmissione dell'energia ad alta tensione del paese (TSO, tra cui Amprion, 50Hertz, TransnetBW e TenneT) concedendo loro un aiuto di 12,8 miliardi di euro per le tariffe di utilizzo della rete al fine di stabilizzare l'utilizzo commissioni. I canoni di utilizzo della rete sono fatturati in bolletta elettrica mensile e costituiscono circa il 10% dei costi per i clienti e il 33% dei costi per le aziende industriali. Di conseguenza, i quattro TSO hanno dichiarato che avrebbero aumentato la tariffa per l'utilizzo della rete a 3,12 € c/kWh a livello nazionale per il 2023 per stabilizzare le reti di trasmissione dell'energia in tutta Europa e far fronte all'aumento dei costi di manodopera e attrezzature. Nel 2022 le tariffe ammontano a 2,94 centesimi di euro/kWh per Amprion, 3,03 centesimi di euro/kWh per TransnetBW, 3,04 centesimi di euro/kWh per 50 Hertz e 3,29 centesimi di euro/kWh per Tennet.

Il Portogallo annuncia un programma per abbassare i prezzi di elettricità e gas per le aziende nel 2023

Il Ministero portoghese dell'ambiente e dell'azione per il clima ha presentato un pacchetto di 3 miliardi di euro per ridurre le bollette energetiche delle aziende nel 2023. Il piano, che dovrebbe entrare in vigore il 1° gennaio 2023, consentirebbe di risparmiare circa il 30% delle tariffe elettriche stimate e tra il 23% e il 42% per le tariffe gas attraverso un mix di spesa statale e misure regolamentari.

Si prevede che le tariffe dell'elettricità raddoppieranno nello scenario più sfavorevole del governo fino a una media di 258 €/MWh nel 2023, mentre i prezzi del gas potrebbero più che triplicare rispetto agli attuali 53,3 €/MWh. Di conseguenza, il costo dell'elettricità delle aziende aumenterebbe da 1,7 miliardi di euro nel 2022 a 6,5 miliardi di euro nel 2023 e le bollette del gas da 749 milioni di euro a 2,7-4,9 miliardi di euro nel 2023.

Il pacchetto richiederà un trasferimento diretto di 1 miliardo di euro dal bilancio 2022-2023, mentre ulteriori 500 milioni di euro proverranno da altre misure politiche e il restante 1,5 miliardi di euro da misure normative non ancora specificate.

Nel maggio 2022, Portogallo e Spagna hanno fissato un tetto massimo al prezzo del gas per il gas naturale utilizzato per generare elettricità nelle centrali elettriche a gas, a doppia alimentazione e di cogenerazione fino a maggio 2023. Il limite è stato fissato a 40 €/MWh per i primi sei mesi, prima di aumentare di 5 €/mese a 70 €/mese a fine 2022.

Il Giappone limiterà il consumo di gas in città in caso di emergenza

Il Giappone ha presentato una bozza di revisione della legge sul commercio del gas, che consentirebbe al governo di emettere un'ordinanza per limitare l'uso del gas di città da parte delle grandi imprese per mantenere l'equilibrio tra domanda e offerta. La restrizione sull'uso del gas cittadino sarà emessa dal governo se la domanda supera l'offerta dopo le raccomandazioni alle famiglie e alle aziende di risparmiare.

La revisione pianificata consentirebbe inoltre al governo di acquistare GNL attraverso la Japan Oil, Gas Metals National Corporation (JOGMEC), un gruppo statale, per conto di società private.

Inoltre, la Banca giapponese per la cooperazione internazionale (JBIC), un istituto finanziario statale, ha accettato di fornire prestiti a JERA JPY per 900 milioni di dollari. Ciò aiuterà la società, che è la più grande utility elettrica in Giappone con 70 GW di capacità per lo più alimentata a gas, ad acquistare GNL nelle condizioni di un aumento del prezzo spot.

Il Giappone è il secondo importatore mondiale di GNL dopo la Cina, con 95 miliardi di metri cubi nel 2021, rappresentando un quinto delle importazioni totali di GNL nel mondo. Il paese acquista la maggior parte del suo GNL attraverso contratti a lungo termine, ma circa il 20% proviene dal mercato spot. Nel 2021, il gas rappresentava il 22% del mix energetico del Giappone e il 37% del suo mix energetico.

I Paesi Bassi introducono un tetto massimo per i prezzi di elettricità e gas per il 2023

Il governo dei Paesi Bassi spenderà circa 23,5 miliardi di euro per un tetto massimo sui contratti energetici per proteggere le famiglie dall'aumento dei prezzi dell'energia. Per l'anno 2023 i prezzi saranno limitati a 40 centesimi di euro/kWh per l'elettricità (a partire da 70 centesimi di euro/kWh) ea 1,45 euro/cm per il gas, rispettivamente per un massimo di 2.900 kWh e 1.200 mc. Prima dell'introduzione delle nuove misure, i prezzi erano fissati a 70 c€/kWh per l'energia elettrica ea 1,50 €/cm per il gas, per un volume massimo rispettivamente di 2.400 kWh e 1.200 cm.

Anche le famiglie olandesi riceveranno un rimborso della bolletta energetica di 190 € in media negli ultimi due mesi del 2022. Inoltre, le famiglie a basso reddito potranno anche richiedere un aiuto aggiuntivo di 1.300 € per pagare le bollette energetiche nel 2023. Le misure seguono un piano per spendere circa 18 miliardi di euro nel 2023 per aiutare le persone ad affrontare l'inflazione elevata, in particolare quelle con salari più bassi, poiché l'inflazione nei Paesi Bassi è balzata al 17,1% a settembre 2022.

Il gas è una delle principali fonti di energia per le famiglie nei Paesi Bassi. Nel 2021 il gas rappresentava il 71% del consumo finale di energia del settore residenziale.

Enel completa la vendita della sua consociata russa che possiede 5,6 GW di capacità

La società elettrica italiana Enel ha completato la vendita dell'intera partecipazione del 56,42% in PJSC Enel Russia alla russa Lukoil e al Closed Combined Mutual Investment Fund (di proprietà di Gazprombank), per un totale di circa 137 milioni di euro. L'accordo, firmato nel giugno 2022, è stato approvato dal governo russo nell'agosto 2022.

A seguito dell'operazione, Enel ha ceduto tutti gli asset di generazione russa, che comprendevano tre centrali termoelettriche convenzionali per un totale di 5,6 GW di capacità, oltre a circa 300 MW di capacità eolica in diverse fasi di sviluppo (con 90 MW già commissionati).

A maggio 2022 il gruppo energetico finlandese Fortum ha deciso di ritirarsi anche dalla Russia, dove gestisce sette centrali termiche per il teleriscaldamento e altre cinque centrali attraverso la controllata Uniper per un totale di 15,5 GW (di cui 1,2 GW di rinnovabili). Alla fine del 2021, la capacità installata totale della Russia ha raggiunto 274 GW.

L'Irlanda prevede di compensare l'aumento della carbon tax per benzina e diesel

Il governo irlandese ha proposto di compensare l'aumento della carbon tax per benzina e diesel, che passerà da 41 €/tCO2 a 48,5 €/CO2 (+18%) dal 12 ottobre 2022, con l'azzeramento delle riserve petrolifere nazionali Contributo dell'Agenzia (NORA). La tassa NORA che viene riscossa a un tasso di 2 centesimi al litro (IVA esclusa) aiuterà a compensare l'aumento della carbon tax, il che significa che il prezzo alla pompa non aumenterà a causa di tasse o imposte.

La Francia lancia un'offerta pubblica di 9,7 miliardi di euro per acquisire la piena proprietà di EDF

Il governo francese ha avviato il processo per acquisire la piena proprietà dell'azienda elettrica statale EDF. Il Paese, infatti, che intende acquisire il 15,9% della società che non possiede già, ha notificato all'Autorità francese per i mercati finanziari (AMF) la sua offerta pubblica di acquisto, offrendo 12 euro per azione. L'offerta sul mercato dovrebbe essere lanciata sul mercato entro il 10 novembre 2022. Per rendere privato il gruppo, il governo francese spenderà 9,7 miliardi di euro, compresi i costi di transazione.

Il capitale di EDF è stato aperto a investitori privati tramite un'offerta pubblica iniziale nel 2005 presso Euronext Paris. Nel febbraio 2022, la Francia ha presentato la sua strategia energetica fino al 2030, compreso un piano di ripresa dell'energia nucleare nel paese. Nell'ambito del piano, la Francia dovrebbe costruire 6 nuovi EPR di nuova generazione (European Pressured Reactor II) e avviare studi per la costruzione di 8 EPR aggiuntivi per raggiungere 25 GW di nuovo nucleare capacità entro il 2050.

La Germania nazionalizzerà Uniper acquisendo una quota del 99% del gruppo

Il governo federale tedesco nazionalizzerà la società energetica tedesca Uniper acquisendo una partecipazione del 99% nel gruppo. La Germania ha presentato un pacchetto da 8 miliardi di euro, che si aggiunge ai precedenti pacchetti di salvataggio, con l'obiettivo di finanziare e acquisire Uniper, oltre ad aiutarla a mantenere le operazioni, tra forniture di gas instabili e prezzi dell'energia in aumento. La Germania ha inoltre siglato un accordo con la società finlandese Fortum per l'acquisto di tutte le azioni di quest'ultima in Uniper per circa 500 milioni di euro (1,70 euro per azione). Il governo federale, Uniper e Fortum hanno così concordato una modifica al pacchetto di misure da 15 miliardi di euro annunciato il 22 luglio 2022 (che inizialmente prevedeva che la Germania assumesse una partecipazione del 30% in Uniper). L'emendamento dovrebbe garantire la stabilizzazione a lungo termine di Uniper alla luce dell'ulteriore deterioramento della situazione dei mercati energetici. Uniper possedeva e gestiva centrali per 31,6 GW a fine 2021 (-2 GW rispetto al 2020), di cui 48% gas, 20% carbon fossile, 12% idroelettrico, 9% altre fonti energetiche, 6% lignite e 5% di nucleare. La maggior parte delle centrali si trova in Germania (9,4 GW), dove la società è la quarta utility elettrica in termini di capacità installata, Russia (9 GW), Regno Unito (6,4 GW) e Svezia (4,7 GW).

Il governo britannico estende lo sgravio dei costi energetici alle imprese

Il governo britannico limiterà i costi all'ingrosso di elettricità e gas per le imprese per sei mesi a partire dal 1 ottobre 2022. I prezzi all'ingrosso dell'elettricità dovrebbero essere fissati a circa £ 211/MWh (€ 242/MWh) e per il gas a £ 75/MWh (86 €/MWh) attraverso un nuovo Piano di sgravio della bolletta energetica. All'inizio di settembre 2022, il paese ha introdotto *l'Energy Price Guarantee* per abbassare il costo unitario di elettricità e gas in modo che una famiglia tipica in Gran Bretagna paghi, in media, circa £ 2.500 (€ 2863) all'anno sulla bolletta energetica, per il prossimi 2 anni, dal 1 ottobre 2022.

Il "Pagamento alternativo del carburante" consegnerà un pagamento una tantum di € 116 alle famiglie del Regno Unito che non sono sulla rete del gas principale e quindi utilizzano combustibili alternativi, come l'olio da riscaldamento, per riscaldare le loro case. Il "*Regime di sostegno per le bollette energetiche dell'Irlanda del Nord*" fornirà € 462 di sostegno alle famiglie dell'Irlanda del Nord per l'inverno.

Il disegno di legge include anche piani per un nuovo "*Limite di entrate più costose*" per le energie rinnovabili e i generatori nucleari in Inghilterra e Galles per far fronte ai profitti inaspettati che alcuni generatori stanno ricevendo a causa dell'aumento dei prezzi dell'energia all'ingrosso.

La Germania annuncia uno scudo da 200 miliardi di euro per combattere l'aumento dei prezzi dell'energia

Il governo tedesco ha concordato un pacchetto di aiuti da 200 miliardi di euro per proteggere le famiglie e l'industria dall'aumento dei prezzi dell'energia. In base alle proposte, che dovrebbero durare fino alla primavera del 2024, il paese eserciterebbe un freno di emergenza sui prezzi del gas. Le specifiche saranno pubblicate nell'ottobre 2022. L'imposta sulle vendite di gas e teleriscaldamento diminuirà dal 19% al 7%.

La Svizzera fissa un obiettivo di risparmio di gas del 15% da ottobre 2022 a marzo 2023

Il Consiglio federale svizzero ha fissato un obiettivo di risparmio di gas volontario del 15% per l'inverno poiché l'Europa deve affrontare una potenziale carenza di gas a causa delle relazioni tese con la Russia.

L'obiettivo della Svizzera è di consumare il 15% di gas in meno rispetto al consumo medio degli ultimi cinque anni da ottobre 2022 a marzo 2023, corrispondente a un risparmio di circa 3,6 TWh.

Il gas rappresenta una quota inferiore del consumo energetico svizzero rispetto ad altri paesi europei (circa il 12% del consumo totale del paese con 3,5 miliardi di metri cubi nel 2020), tuttavia tre quarti del consumo annuo si verificano durante i mesi invernali.

L'Indonesia pubblica il regolamento per aumentare le energie rinnovabili e frenare l'energia del carbone

L'Indonesia ha emesso un regolamento volto a incoraggiare l'uso di energia rinnovabile e a ritirare anticipatamente alcune centrali a carbone. Il regolamento dice che non possono essere costruite nuove centrali a carbone, ma quelle che sono già in cantiere e quelle che sono integrate con l'industria di trasformazione delle risorse naturali (se alimentano ad esempio raffinerie o fonderie di metalli) potranno andare avanti come pianificato. Tuttavia, le emissioni delle nuove centrali a carbone devono essere ridotte del 35% entro 10 anni di funzionamento rispetto alle emissioni medie delle centrali a carbone nel 2021 e possono essere utilizzate solo fino al 2050.

Il regolamento prevede inoltre di definire un nuovo sistema di tariffazione per ciascuna tipologia di energia rinnovabile al fine di incoraggiare gli investimenti rinnovabili nel Paese. Saranno inoltre concessi incentivi fiscali, come tagli alle tasse, finanziamento di strutture e allentamento delle licenze nelle aree forestali, per promuovere e migliorare lo sviluppo delle energie rinnovabili in Indonesia.

Nel 2021, il carbone ha dominato il mix energetico dell'Indonesia con 39,5 GW (50%) e la sua produzione di energia con 190 TWh (62%). Il Paese è anche il primo esportatore di carbone al mondo e il terzo produttore (592 Mt nel 2021). L'Indonesia mira ad aumentare la percentuale di rinnovabili nel suo mix energetico al 23% entro il 2025 e raggiungere emissioni nette zero entro il 2060.

Il Parlamento Europeo approva il nuovo obiettivo di FER ed efficienza energetica per il 2030

Il Parlamento europeo ha votato per aumentare la quota delle rinnovabili nel consumo finale di energia dell'UE al 45% entro il 2030 (l'attuale obiettivo dell'UE è almeno il 32%), nell'ambito della revisione della direttiva sulle energie rinnovabili (RED). La normativa definisce i sotto-obiettivi per settori quali i trasporti, l'edilizia, il teleriscaldamento e il teleraffreddamento. Questo obiettivo è sostenuto anche dalla Commissione Europea nell'ambito del suo pacchetto RepowerEU. Questo nuovo obiettivo per il 2030 rappresenta un aumento sostanziale rispetto all'obiettivo del 40% proposto dalla Commissione Europea nel 2021 nell'ambito del suo piano per il clima Fit for 55.

Inoltre, il parlamento ha sostenuto anche la revisione della Direttiva sull'efficienza energetica (EED), innalzando l'obiettivo dell'UE di ridurre il consumo di energia finale e primaria. Gli Stati membri devono garantire collettivamente una riduzione del consumo finale di energia di almeno il 40% entro il 2030 e del 42,5% nel consumo di energia primaria rispetto alle proiezioni del 2007 (l'attuale obiettivo dell'UE è del 32,5% per il consumo di energia finale e primaria).

Il Parlamento europeo e la Presidenza del Consiglio avvieranno ora i negoziati sui fascicoli, sui quali i ministri dell'UE hanno preso posizione nel giugno 2022.

La Repubblica Ceca approva un tetto massimo di €25c/kWh per l'elettricità e €12c/kWh per il gas

Il governo della Repubblica Ceca ha approvato un tetto massimo per elettricità e gas a causa dell'impennata dei prezzi dell'energia. Le famiglie e le imprese pagheranno un massimo di €25c/kWh per l'elettricità e un massimo di €12c/kWh di gas. Entrambi i massimali di prezzo sono comprensivi di IVA. Tuttavia, per l'elettricità, il prezzo può essere ulteriormente aumentato dai servizi di rete non inclusi nel cap e si prevede che raggiunga effettivamente un valore compreso tra da € 28c a € 36c/kWh. Il budget per il price cap è stimato a 130 miliardi di 5,3 miliardi di euro. Il Ministero delle Finanze ceco intende coprire i costi con le entrate delle società statali derivanti da una nuova imposta sugli utili inattesi e le entrate delle quote di emissione. Queste misure potrebbero portare a 2,8 miliardi di euro entro il prossimo anno.

L'UE approva un progetto greco da 341 milioni di euro per sistemi di accumulo di energia

La Commissione europea ha approvato, ai sensi delle norme dell'UE sugli aiuti di Stato, un progetto greco di 341 milioni di euro per sostenere la costruzione e l'esercizio di sistemi di accumulo di energia connessi alla rete per un totale di 900 MW. Le proposte saranno selezionate attraverso una procedura di gara competitiva, con appalti aggiudicati entro fine 2023 e progetti completati entro fine 2025.
La misura sarà in parte finanziata dal Dispositivo per la Ripresa e la Resilienza (RRF), a seguito della valutazione positiva della Commissione del piano greco per la ripresa e la resilienza e la sua adozione da parte del Consiglio. La misura mira a consentire una corretta integrazione nel sistema elettrico greco di una quota crescente di energia rinnovabile proveniente da fonti eoliche e solari. L'aiuto di Stato sarà sotto forma di una sovvenzione per i progetti durante la costruzione, seguita da un sostegno annuale durante i primi 10 anni di attività. Il finanziamento è pari a 380.000 €/MW.

La California vieterà la vendita di nuovi veicoli a benzina entro il 2035

Lo stato della California vieterà la vendita di nuovi veicoli a benzina entro il 2035, poiché il California Air Resources Board ha approvato un piano per eliminare gradualmente la vendita di auto alimentate a gas nei prossimi 13 anni.
La norma sarà attuata nel tempo. Il 35% delle nuove auto, SUV e piccoli pickup venduti in California dovranno essere veicoli a emissioni zero entro il 2026. Tale quota aumenterà ogni anno e raggiungerà il 51% di tutte le vendite di auto nuove nel 2028, il 68% nel 2030 e il 100% nel 2035. Il piano prevede che il 20% delle auto vendute siano a emissioni zero, ibride plug-in. I veicoli usati non saranno interessati dalla nuova norma.
Questo piano adottato è la continuazione dell'ordine esecutivo del 2020 firmato dal Governatore della California, che prevede che tutti i veicoli venduti nello stato debbano essere a emissioni zero entro il 2035.

Francia e Giappone annunciano nuove misure per contenere l'aumento dei prezzi dell'energia

Il governo francese prevede di estendere le politiche esistenti per aiutare le famiglie a far fronte ai costi energetici più elevati. Tuttavia, le famiglie dovranno sostenere personalmente alcuni dei costi aggiuntivi. Gli attuali massimali sui prezzi dell'energia elettrica e un blocco del prezzo del gas per un totale di 16,5 miliardi di euro (16,7 miliardi di dollari USA) scadranno entro la fine dell'anno. Il prezzo delle misure tra il 2021 e il 2023 dovrebbe raggiungere i 67 miliardi di euro, ovvero quasi il 3% del PIL del Paese.
Inoltre, il governo giapponese ha stanziato 9,1 miliardi di dollari USA per estendere i sussidi pagati ai grossisti di petrolio fino alla fine dell'anno. Il paese paga sussidi fino a US$25c/l per mantenere i prezzi alla pompa intorno a US$1.18/l .
Inoltre, il Giappone prevede di concedere trasferimenti in contanti di 50.000 JPY a circa 16 milioni di famiglie a basso reddito per aiutarle a far fronte all'aumento dei prezzi di gas, elettricità e cibo. La misura richiederà un budget di circa 6,3 miliardi di dollari USA.

La Turchia aumenta i prezzi di elettricità e gas del 20% (famiglie) e 50% (industria)

La Turchia ha aumentato i prezzi dell'elettricità e del gas naturale di circa il 20% per le famiglie turche e di circa il 50% per l'industria, esercitando ulteriori pressioni al rialzo sull'inflazione, che ha raggiunto quasi l'80% nel luglio 2022.
L'EPDK, l'autorità di regolamentazione dell'energia della Turchia, ha aumentato i prezzi dell'elettricità per uso domestico del 20%, i prezzi del settore pubblico e dei servizi del 30% e quelli dell'industria del 50%. Da parte sua, l'importatore turco di energia BOTAŞ ha aumentato il prezzo del gas naturale per uso domestico del 20,4%, del 47,6% per i clienti industriali di piccola e media scala e del 50,8% per i grandi utenti industriali. Inoltre, secondo BOTAŞ, il prezzo del gas utilizzato per la produzione di elettricità è stato aumentato del 49,5%.
Nel giugno 2022, la Turchia ha già aumentato i prezzi del gas e dell'elettricità: BOTAŞ ha aumentato i prezzi del gas naturale del 30% per le famiglie, del 16,3% per il gas utilizzato nella produzione di elettricità e del 10,2% per il gas utilizzato nell'industria. L'EPDK ha anche aumentato i prezzi dell'elettricità tra il 15% e il 25%.
Complessivamente, i prezzi del gas naturale per uso domestico sono aumentati del 174% nel 2022, i prezzi del gas industriale su piccola e media scala sono aumentati del 277% e i prezzi industriali di grandi dimensioni del 379%.

L'autorità di regolamentazione dell'energia del Regno Unito fissa un nuovo tetto massimo di prezzo a 4.200 euro, un forte aumento dell'80%.

Ofgem, l'autorità di regolamentazione dell'energia del Regno Unito, ha fissato il nuovo limite di prezzo a £ 3.549 (€ 4.200) per le famiglie medie dal 1 ottobre 2022, segnando un forte aumento dell'80% del costo dell'energia. Ofgem ha avvertito delle difficoltà che i prezzi dell'energia causeranno questo inverno e ha esortato il governo britannico entrante a fornire una risposta aggiuntiva al continuo aumento dei prezzi dell'energia. Ofgem ha anche affermato che non condivideva le proiezioni per gennaio 2023, quando entrerà in vigore un nuovo limite massimo, poiché il mercato ha continuato a essere troppo volatile, ma teme che il mercato del gas in inverno porterà a prezzi significativamente peggiori fino al 2023. Nel 2021, il la fattura media annua nel Regno Unito era di £ 1.277 (€ 1.510).

L'aumento riflette il continuo aumento dei prezzi globali del gas, che hanno iniziato a salire con la pandemia di Covid-19, ma sono stati spinti ancora più in alto a livelli record a causa della guerra in Ucraina e delle relazioni tese con la Russia.

La Slovenia riduce l'IVA sull'energia dal 22% al 9,5% fino a fine maggio 2023

La Slovenia ridurrà l'imposta sul valore aggiunto (IVA) su elettricità, gas, biomassa e riscaldamento dal 22% al 9,5% per otto mesi a partire dal 1 settembre 2022 in base alle modifiche legislative approvate dal parlamento sloveno, al fine di affrontare la crisi del costo della vita e l'aumento dei prezzi dell'energia.

La riduzione dell'IVA, che dovrebbe durare fino al 31 maggio 2023, sarà accompagnata dalla normativa sui prezzi, già adottata per gas ed energia elettrica. Diverse misure sono state annunciate per settembre 2022, tra cui 41 milioni di euro di aiuti diretti alle famiglie più vulnerabili e 40 milioni di euro di pagamenti per aiutare le aziende con costi energetici elevati.

Al via la procedura di approvazione del terminale Lubmin GNL da 5,2 miliardi di metri cubi/anno

Il governo tedesco e Deutsche ReGas hanno avviato la procedura di approvazione per il terminal di importazione di GNL Deutsche Ostsee, che sarà situato nel porto di Lubmin, nella Germania nord-orientale. Deutsche ReGas, l'operatore del progetto, ha anche annunciato che si prevede che il terminal Deutsche Ostsee aumenterà la sua capacità dagli iniziali 4,5 miliardi di metri cubi/anno a 5,2 miliardi di metri cubi/anno, poiché il terminal è stato ritenuto appropriato per ospitare navi più grandi. Deutsche ReGas staziona una Floating Storage and Regasification Unit (FSRU) per il terminal. Il progetto, finanziato da privati, dovrebbe iniziare le operazioni di rigassificazione nel dicembre 2022, ma la procedura di approvazione potrebbe, nella peggiore delle ipotesi, richiedere fino a 13 settimane.

La Grecia raddoppierà i sussidi per le bollette elettriche a 1,9 miliardi di euro a partire da settembre

La Grecia raddoppierà i sussidi per le bollette elettriche a settembre a 1,9 miliardi di euro, estendendo il sostegno finanziario introdotto lo scorso anno per proteggere i consumatori dall'impennata dei prezzi dell'energia. Dallo scorso settembre Atene ha speso circa 8 miliardi di euro in sussidi per l'elettricità e altre misure per aiutare famiglie, imprese e agricoltori a pagare le bollette dell'elettricità e del gas.

Si prevede che le sovvenzioni, che saranno incorporate nelle bollette elettriche, assorbiranno fino al 94% dell'aumento della bolletta elettrica mensile per le famiglie e l'89% dell'aumento per le piccole e medie imprese. Il sussidio ammonterà a 639 €/MWh per il consumo energetico mensile di una famiglia, rispetto ai 337 €/MWh di agosto.

La Grecia sta affrontando un forte aumento delle bollette elettriche trainato dai prezzi del gas alle stelle, poiché la guerra in Ucraina e le sanzioni europee alla Russia aumentano le preoccupazioni sulla sicurezza degli approvvigionamenti di gas.

La Commissione UE approva uno schema danese da 17 miliardi di euro a sostegno delle aziende energetiche

La Commissione europea ha approvato uno schema di garanzia danese da 16,8 miliardi di euro nell'ambito del quadro temporaneo di crisi dell'UE, per fornire supporto di liquidità alle società energetiche nel contesto della guerra in Ucraina e dell'attuale crisi energetica.

La misura sarà aperta ai produttori di elettricità e agli spedizionieri di gas attivi nei mercati danesi dell'elettricità e del gas. Secondo il regime, le garanzie si riferiscono a nuovi prestiti e garanzie per coprire il fabbisogno di liquidità delle società energetiche per l'invio di garanzie alle Controparti Centrali (CCP). La loro durata massima è di 5 anni e non supereranno l'80% del prestito principale. L'importo massimo della garanzia per impresa coprirà il fabbisogno di liquidità derivante dalla sua attività sui mercati dell'energia per i 12 mesi successivi alla concessione dell'aiuto. Il fabbisogno di liquidità sarà stimato tramite autocertificazione da parte delle società energetiche.

Inoltre, la Commissione europea ha approvato un altro schema danese da 1,34 miliardi di euro anch'esso nell'ambito del quadro temporaneo di crisi, per sostenere le aziende ad alta intensità energetica. Questo aiuto assumerà la forma di prestiti con tassi di interesse agevolati. La misura sarà aperta alle piccole e medie imprese ad alta intensità energetica e alle grandi imprese di tutti i settori. Saranno esclusi dal provvedimento gli istituti di credito e finanziari. I prestiti copriranno il fabbisogno di liquidità rispettivamente per i 12 mesi ei 6 mesi successivi alla concessione dell'aiuto.

Per entrambi i regimi, il sostegno sarà concesso entro il 31 dicembre 2023 al più tardi.

Eni, studio di fattibilità per la possibile realizzazione terza bioraffineria

È allo studio la possibile realizzazione, all'interno del sito industriale Eni di Livorno, di una nuova bioraffineria. È quanto riferisce Eni in una nota.
Lo studio di fattibilità prevede la costruzione di tre nuovi impianti per la produzione di biocarburanti idrogenati: un'unità di pretrattamento delle cariche biogeniche, un impianto Ecofining™ da 500mila tonnellate/anno e un impianto per la produzione di idrogeno da gas metano. La realizzazione della nuova bioraffineria all'interno dell'area industriale, che oggi ospita gli impianti per la produzione di carburanti e lubrificanti, consentirebbe di massimizzare le sinergie con le infrastrutture già disponibili e di assicurare un futuro produttivo e occupazionale al sito.
La progettazione dei tre nuovi impianti a Livorno sarà ultimata entro il 2023 e la realizzazione potrebbe avvenire entro il 2025.
Il piano di trasformazione della raffineria di Livorno sarà oggetto di un percorso di confronto con le istituzioni del territorio e con le organizzazioni sindacali di categoria.

Enel Green Power, in servizio un parco eolico da 29 MW

Enel Green Power ha messo in servizio il parco eolico di Castelmauro, in Molise. L'impianto situato in provincia di Campobasso, è costituito da sette aerogeneratori da 4,2 MW ciascuno, per una potenza totale pari a 29,4 MW. Il nuovo parco eolico produrrà circa 70 GWh ogni anno da fonte rinnovabile, evitando l'emissione in atmosfera di circa 30mila tonnellate di CO2 all'anno e l'utilizzo di 15 milioni di metri cubi di gas, contribuendo - afferma Enel in una nota - con energia rinnovabile prodotta localmente alla riduzione della dipendenza energetica dell'Italia da fonti estere.

Gruppo Iveco, a Torino il primo sito Fpt a zero emissioni

Inaugurato a Torino il nuovo stabilimento ePowertrain di Fpt Industrial, brand di Iveco Group.
Il sito è interamente dedicato alla gamma elettrica ed è il primo a zero emissioni nette di CO_2 del gruppo. L'impianto occupa una superficie totale di 15 mila metri quadrati, genera la propria energia con pannelli solari e altre innovative tecnologie fotovoltaiche ed eoliche, si rifornisce di ulteriore energia da fonti rinnovabili e acquista crediti di carbonio.

Eni, a Firenze la flotta del car sharing diventa anche elettrica

A Firenze la flotta di Enjoy, il car sharing di Eni, diventa anche elettrica con l'introduzione di una city car predisposta per il battery swapping.
Grazie all'accordo tra Eni e XEV, casa automobilistica fondata a Torino nel 2018, ai vantaggi della mobilità elettrica in città si uniscono le comodità del car sharing free floating, che consente di avviare e terminare i noleggi in qualsiasi luogo all'interno dell'area di copertura Enjoy, senza punti predefiniti di prelievo o riconsegna. Le city car, inoltre, sono sempre disponibili con una ricarica della batteria superiore al 30%.

Stellantis rileva Cazoo Italia

Il gruppo dell'automotive Stellantis ha acquisito attraverso la controllata Aramis group le attività italiane di Cazoo, società inglese di e-commerce di auto usate, che a gennaio 2022 aveva acquisito Brumbrum, e torna ora in attività.

La missione dell'AIEE è di svolgere un'attività di ricerca ed informazione costituendo un forum interdisciplinare per lo scambio di idee, esperienze e conoscenze tra professionisti interessati al settore dell'economia dell'energia, fornendo un sistema di comunicazione professionale tra i suoi soci.

In questo contesto, la responsabilità delle dichiarazioni, delle informazioni e dei dati riportati negli articoli pubblicati nella newsletter Energia ed Economia è riconducibile unicamente agli autori medesimi. Nessuna responsabilità può essere attribuita alla redazione della rivista In caso di diffusione di materiali, dati, informazioni, dichiarazioni, omissioni considerate erronee o in qualche modo implicate in illeciti di varia natura. La redazione può rimuovere dal sito materiali che possano essere considerati in qualche modo lesivi di diritti di terzi; a tal fine chiunque riscontri la pubblicazione di materiali che in qualche modo possono essere ritenuti offensivi o lesivi dei propri o di altrui interessi è pregato di segnalarlo all'indirizzo:

assaiee@aiee.it

E' vietato duplicare, inoltrare o diffondere ad altri la newsletter riservata ai soci AIEE,
"**Bollettino Energia ed Economia**" in versione pdf., integrale o parziale,
o cedere la propria password di accesso,
senza essere espressamente e personalmente autorizzato dall'AIEE.

Energia ed Economia

Bollettino di Informazione per i Soci dell'A.I.E.E. - Associazione Italiana degli Economisti dell'Energia
Associazione senza scopo di lucro che riunisce coloro che si occupano di problemi riguardanti l'energia
Stampato in proprio presso la sede in Roma, Viale Parioli 10, 00197

Direttore Responsabile: Giovanni Battista Zorzoli - Direzione: Carlo Di Primio
Redazione: Anka Serbu, Antonella Donia, Gianluca Carrino
Registrazione del Tribunale di Roma n° 225/2001 dell' 8 giugno 2001