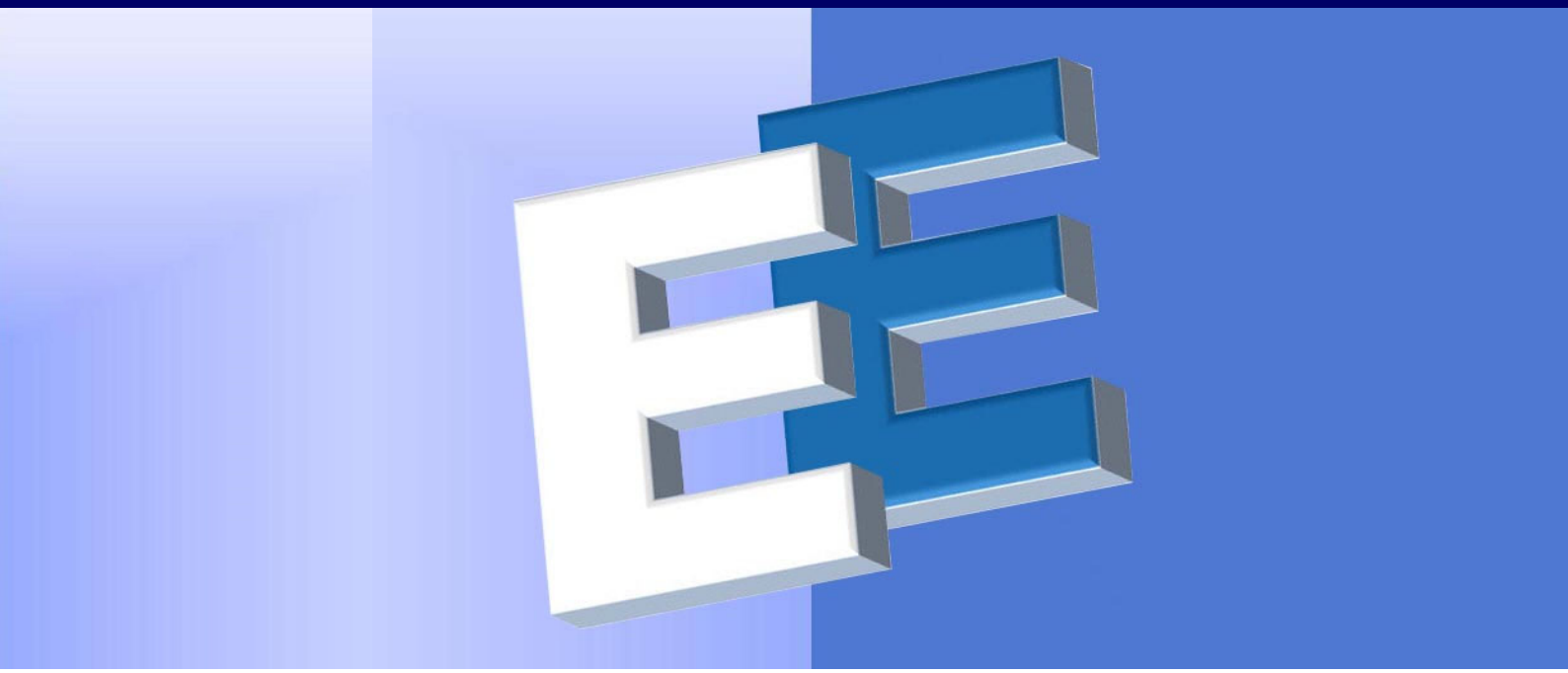
AIEE ASSOCIAZIONE ITALIANA ECONOMISTI DELL'ENERGIA
www.AIEE.IT

Energia ed Economia

Bollettino di informazione - Numero 01/2020



Gennaio 2020

AIEE - Viale Parioli 10 - Roma - tel. 06 3227367 fax 06 8070751 assaiee@aiee.it www.aiee.it

Energia ed Economia

Editoriale

Le sfide energetiche e ambientali e lo sviluppo delle tecnologie energetiche
di G.B. Zorzoli

Dialogo sull'energia (pag. 3)

Dialogo con **Elena Donnari -** High-level Administrator Council of European Energy Regulators (CEER)

Approfondimenti (pag. 5)

L'impatto delle crisi in Iran ed in Libia sul mercato energetico Italiano
di Gianluca Carrino

Settore Industriale e Green New Deal Europeo, una strategia necessaria
di Antonino Bonfiglio

Il mercato dell'energia (pag. 8)

Il mercato del carbone - Osservatorio Energia AIEE
a cura di Gianluca Carrino

Eventi (pag. 10)

Un new deal delle fonti rinnovabili per una cooperazione virtuosa - Il tema autorizzativo: non problemi ma proposte
Convegno organizzato da Adam Smith in collaborazione con AIEE
Roma, 10 febbraio 2020

Norme e delibere (pag. 12)

Notizie EU (pag. 13)

Notizie dal mondo (pag. 15)

Notizie dall'Italia (pag. 36)

Seminari/eventi (pag. 37)

Le sfide energetiche e ambientali e lo sviluppo delle tecnologie energetiche

di G. B. Zorzoli

Nell'ambito del "Tavolo *Tecnico sulla Decarbonizzazione dell'Economia*", istituito a Palazzo Chigi, l'Enea ha realizzato un "*Catalogo delle tecnologie energetiche*", che fornisce una serie di informazioni qualitative e quantitative sulle diverse tecnologie, Ciascuna tecnologia è descritta, attraverso una serie di indicatori, in una scheda *ad hoc*, messa a punto in maniera tale da poter essere aggiornata nel tempo, nella prospettiva di una transizione energetica in grado di soddisfare al meglio le tre condizioni poste dal cosiddetto "trilemma energetico": decarbonizzazione, sicurezza energetica, competitività.

Uno studio successivo, sempre dell'Enea, ha utilizzato il contenuto informativo del Catalogo, integrandolo con dati sul tessuto produttivo del paese, per fornire una prima analisi comparativa sul potenziale di sviluppo a livello nazionale di trentasei tecnologie energetiche, raggruppate in cinque categorie:

- generazione con fonti tradizionali;
- sistemi cogenerativi;
- energie rinnovabili;
- sistemi di accumulo energetico;
- efficienza energetica negli usi finali.

Quattro i parametri considerati rilevanti nella determinazione del potenziale:

- la *Technology Readiness Level* (TLR), cioè il livello di maturità della tecnologia;
- le emissioni di CO_2 evitate ($kgCO_2/MWh$) rispetto ad una corrispondente tecnologia/processo tradizionale basato su fonti fossili;
- gli sviluppatori: soggetti (aziende, distretti tecnologi, società a capitale misto, laboratori di prova ecc.) coinvolti direttamente, anche in collaborazione con Enti di ricerca, nello sviluppo (progettazione, installazione e manutenzione) della tecnologia o parti di essa (componenti) o nella filiera tecnologica;
- le eccellenze presenti nel territorio nazionale: Enti di ricerca pubblici (Centri nazionali di ricerca, Università e Laboratori) o privati (consorzi, aziende, società di consulenza) che compiono attività di ricerca di alto livello nel settore di tali tecnologie.

In tal modo è stato possibile valutare i diversi livelli del potenziale di sviluppo delle tecnologie energetiche in funzione della maturità tecnologica e della partecipazione delle aziende italiane; dell'impatto sul clima; dell'attività di ricerca e sviluppo; della diffusione sul territorio nazionale.

I risultati dello studio sono contenuti in un rapporto ("*Valutazione dello stato e del potenziale di sviluppo delle tecnologie energetiche nel percorso di decarbonizzazione dei sistemi produttivi e dei servizi*"), presentato a Roma lo scorso 30 gennaio.

Secondo il rapporto, in Italia esiste un discreto numero di imprese e di soggetti di ricerca pubblici impegnati nello sviluppo delle tecnologie energetiche. Tuttavia, un maggiore scambio tra le due realtà potrebbe consentire di aumentare il livello di maturità tecnologica per i prodotti che non sono ancora presenti sul mercato, pur mostrando elevate potenzialità.

A tal fine, hanno particolare rilevanza le condizioni di contesto, che possono agire da catalizzatore dell'innovazione. Di conseguenza, è opportuno spostare l'analisi degli interventi, pubblici e privati, dalla singola iniziativa alla città e/o al territorio in cui si colloca, puntando su un maggior coinvolgimento delle amministrazioni locali, sulla massima valorizzazione del capitale sociale presente, sulla partecipazione attiva dei cittadini (quindi sulla loro consapevolezza deli problemi da affrontare e risolvere).

Anche se la vera novità del rapporto consiste nella quantificazione del divario esistente in Italia tra offerta tecnologica e sua effettiva capacità di soddisfare la domanda del mercato rispettando i vincoli del trilemma energetico, le conclusioni sull'influenza delle condizioni di contesto, necessariamente più qualitative, rappresentano un valore aggiunto di pari rilievo.

Più in generale, come sottolinea il rapporto, la diffusione a tutto campo della conoscenza concernente le sfide energetiche e ambientali è in grado di agevolare la diffusione delle tecnologie energetiche ed è favorita da iniziative formative, informative ed educative, rivolte a un vasto pubblico, a cominciare dal mondo della scuola.

Sono tutti fattori che, in misura ancora più rilevante, incidono sulla probabilità di successo e sulla durata dell'iter autorizzativo per la realizzazione di nuovi impianti o per il ripotenziamento di quelli in esercizio.

Non a caso questa correlazione tra coinvolgimento dei cittadini, da parte di imprese e centri di ricerca, nel percorso innovativo e nell'iter autorizzativo è stata ripresa anche all'interno del dibattito che ha accompagnato la presentazione del rapporto.

La mappatura delle imprese e delle Eccellenze mostra tuttavia una distribuzione non sempre sovrapponibile con una presenza piuttosto disomogenea a livello territoriale.

TRL	Descrizione
1	Osservati i principi fondamentali
2	Formulato il concetto della tecnologia
3	Prova di concetto sperimentale
4	Tecnologia convalidata in laboratorio
5	Tecnologia convalidata in ambiente (industrialmente) rilevante
6	Tecnologia dimostrata in ambiente (industrialmente) rilevante
7	Dimostrazione di un prototipo di sistema in ambiente operativo
8	Sistema completo e qualificato
9	Sistema reale provato in ambiente operativo (produzione competitiva, commercializzazione)

La metodologia seguita restituisce una preliminare descrizione del settore e consente di identificare alcuni elementi utili a elaborare misure di policy a supporto della diffusione delle tecnologie energetiche. Per potere effettuare una valutazione più completa finalizzata alla proposta di politiche che coniughino gli obiettivi della decarbonizzazione del nostro sistema energetico sostenendone, al tempo stesso, la competitività economica, è necessario ampliare la base informativa disponibile sui settori produttivi coinvolti proseguendo e valorizzando il lavoro di rete fra i principali attori nazionali.
In questo studio, presentato in un convegno all'Enea lo scorso 30 gennaio,
posizionamento eolico. buono con particolare riferimento al loro grado di maturità (*Technology Readiness Level* -TRL), alla presenza di imprese sul mercato e all'attuale impegno in attività di ricerca e sviluppo.
Le tecnologie energetiche prese in esame sono state ma senza continuità legata al permitting.

Servizi forniti dall'AIEE:

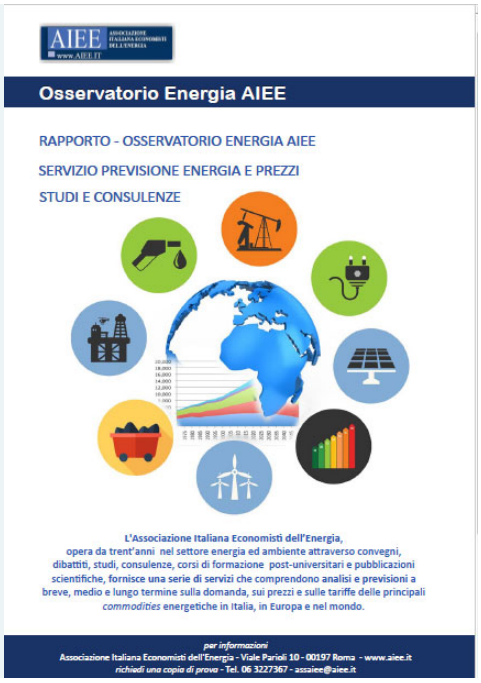
Osservatorio Energia

con cadenza mensile, contiene un'analisi approfondita dei principali mercati energetici internazionali e di quello italiano, inclusi i prezzi aggiornati e previsivi delle principali *commodities* energetiche: greggi e prodotti petroliferi, carbone, gas, energia elettrica, rinnovabili.

Servizio Previsione Prezzi e Tariffe

con cadenza mensile, fornisce, in formato excel, la serie storica e le previsioni a 14 mesi dei prezzi e delle tariffe dei principali greggi, dei prodotti petroliferi, dei principali carboni, del gas presso gli *Hub* europei ed alle frontiere italiana ed europea. Fornisce anche le previsioni del Prezzo Unico Nazionale (PUN) dell'energia elettrica e per il mercato a termine (MTE) in Italia (con dettaglio peak load/off peak e fasce orarie F1-F2-F3) e di alcuni indici energetici quali il "P_{For}", il"C_{MEM}", il Costo evitato di combustibile "CEC", oltre agli indici "ITEC" ed una stima del costo di generazione termoelettrica.

Per informazioni: assaiee@aiee.it



Dialogo con Elena Donnari

High-level Administrator
Council of European Energy Regulators
(*CEER*)

Elena Donnari
Profilo biografico

Elena Donnari, attualmente coordina le attività dei gruppi di lavoro "Customers & Retail Markets" e "Market Integrity & Transparency" del Consiglio Europeo dei Regolatori dell'Energia (CEER) a Bruxelles. In precedenza, ha prestato servizio per diversi anni presso il Centro di Ricerca Comune (JRC) della Commissione Europea, coordinando i contributi tecnici alle principali politiche in materia di energia, clima e trasporti.

La concentrazione nei mercati energetici a livello europeo resta ancora un problema. Risulta che i mercati domestici del gas e dell'elettricità sono più concentrati rispetto ai mercati non domestici. Quali sono i principali motivi?

Secondo l'ultimo *rapporto di monitoraggio dei mercati al dettaglio dell'energia del CEER*, si osserva come negli ultimi sei anni ci sia stato un generale miglioramento nella concentrazione a livello europeo dei mercati domestici dell'energia elettrica e del gas rispetto al passato, con l'aumento di nuovi entranti e conseguente crescita del numero degli operatori, e da ultimo maggiori differenziazione e innovazione dal punto di vista commerciale per i consumatori. Occorre premettere che la definizione del mercato rilevante è fondamentale ai fini delle dinamiche concorrenziali da esaminare con l'ausilio dei principali indicatori di concentrazione. Il grado di concentrazione del mercato libero può difatti variare significativamente se rilevato su base nazionale o a livello regionale.
Nonostante ciò, il grado di concorrenzialità della vendita ai clienti domestici permane inferiore rispetto a quello rilevato per i clienti non domestici, con un indice HHI con valori inferiori a 2.000 in soli 7 paesi nel settore elettrico e 4 nel settore gas (a fronte di 13 paesi nel settore elettrico e 9 nel settore gas nei mercati non domestici). I paesi che presentano, in termini relativi, maggiori margini di miglioramento nel settore elettrico sono il Portogallo e la Gran Bretagna. In generale, i paesi dell'Europa centro-orientale hanno un indice di concentrazione molto elevato nel settore gas, probabilmente dovuto alla presenza di un solo fornitore e alla natura meno liquida dei propri mercati all'ingrosso, con conseguente minor numero di nuovi entranti e operatori di mercato.
È dunque necessario compiere maggiori sforzi per promuovere la concorrenzialità del mercato della vendita ai clienti domestici ed è altrettanto importante continuare a monitorarne con attenzione l'evoluzione degli elementi critici, quali la forte concentrazione, il vantaggio competitivo dei venditori tradizionali, la presenza di barriere alla crescita e la minore dinamicità degli stessi clienti, seppure vi siano lievi segnali di miglioramento.

Le percentuali relativi al cambio del fornitore, *supplier switching rates,* per i clienti domestici e non domestici differiscono ancora in modo significativo tra gli Stati membri. Cosa potrebbe dire al riguardo?

I tassi di switching dei clienti domestici sono uno dei segnali chiave della competitività dei mercati retail. Anche se i processi di switching sono stati incentivati in molti paesi UE dalle disposizioni in materia di normativa europea e dalla digitalizzazione del settore energia, la percentuale di clienti, in particolare domestici, che preferisce rimanere con i fornitori storici é ancora molto elevata.
La minore dinamicità dei clienti domestici è pertanto confermata dai dati rilevati da CEER nei paesi UE con riferimento all'anno 2018 ed e' dovuta a molteplici fattori che vanno dalle barriere normative, quali ad esempio alcuni regimi di tariffe regolate o le componenti dei prezzi finali dell'energia, alle caratteristiche comportamentali dei diversi segmenti e profili cliente, in generale caratterizzati da una scarsa propensione allo *switch* e pertanto non ancora pronti a cogliere a pieno e in maniera proattiva i benefici del mercato libero. I clienti non domestici sono invece tradizionalmente più sensibili all'evoluzione dei mercati, anche per minimizzare strategicamente costi e rischi connessi con le diverse modalità di approvvigionamento, hanno generalmente uno scambio più intenso con i loro fornitori e dispon-

gono di un know-how adeguato per comprendere a fondo gli aspetti tecnici, legali ed economici di ciascun tipo di passaggio.

Per la prima volta sono stati raccolti dati sulla disponibilità di prodotti bundle. Quali le vostre considerazioni in merito è la differenza tra il settore elettrico e quello del gas?

Nel rapporto CEER di monitoraggio dei mercati al dettaglio dell'energia nel 2018, sono stati inclusi, per la prima volta, i prodotti bundle – vale a dire la fornitura combinata di beni e servizi di vario tipo (non solo energetici) – tra le tipologie di offerta alla clientela nei diversi paesi europei. Un trend in crescita, come dimostrato dalla disponibilità associata alle offerte nel settore elettrico in 18 su 27 paesi monitorati e di 8 su 23 per il gas.
La complessità e la natura multisettoriale di tali prodotti rende necessario proteggere i consumatori e aiutarli ad effettuare la migliore scelta possibile tra le offerte del mercato. E' il motivo che ha spinto il CEER, a conclusione di un percorso iniziato con una consultazione pubblica nel 2018, sostenuto tra gli altri dall' Ufficio europeo delle unioni di consumatori (BEUC) e dal NEON (National Energy Ombudsmen Network), a produrre una guida per aziende e regolatori sui prodotti bundled, applicabile a tutti i settori (non solo energia). L'impegno continua tramite la "Partnership for the Enforcement of European Rights PEER" con cui il CEER promuove la cooperazione e lo scambio di informazioni e buone pratiche tra le diverse autorità regolatorie su temi infrasettoriali di interesse comune.

Cosa può anticiparci sull'interazione tra il CEER e il Green deal della nuova Commissione europea?

La decarbonizzazione del sistema energetico - che assieme a "digitalizzazione" e "regolazione dinamica" costituisce uno dei 3 pilastri della strategia Ceer 2019-2021 – è al centro del Green Deal europeo per raggiungere gli obiettivi climatici 2030 e 2050. Anche se i regolatori dell'energia non sono all'origine di tali politiche, ne dovranno essere degli abilitatori e favorire cambiamenti positivi. Per quanto riguarda la decarbonizzazione, l'obiettivo del CEER è quello di ridurre al minimo i costi per i consumatori di una transizione che si preannuncia senza precedenti e di persuadere tutti i settori industriali interessati a fare la propria parte nella promozione di uno sviluppo più sostenibile, mantenendo al contempo un elevato livello di sicurezza degli approvvigionamenti. Per contribuire a tali obiettivi, sarà di fondamentale importanza garantire in Europa il corretto funzionamento di un mercato dell'energia pienamente integrato, competitivo e incentrato sui consumatori e sulla loro partecipazione attiva.

L'impatto delle crisi in Iran ed in Libia sul mercato energetico Italiano

di Gianluca Carrino

All'inizio del 2020, la situazione in Medio Oriente è risultata essere sempre più critica. Il livello di tensione internazionale, alimentato dall' interventismo unilaterale di Trump sul fronte iraniano, di Erdogan e Putin sul fronte libico e quello iraniano in Siria ed Iraq, ha raggiunto un livello preoccupante.

La recente uccisione del generale Soleimani ha inoltre indotto l'Iran a lanciare un attacco missilistico contro basi americane in Iraq e nello stesso tempo all'abbattimento, per errore, di un aereo civile ucraino, precipitato nelle vicinanze dell' aeroporto della capitale. Un atto che ha costituito un duro colpo per l'immagine del governo di Teheran provocando tensioni interne e proteste sfociate nella richiesta da parte del popolo delle dimissioni del regime determinando, in risposta, atti di violenza da parte della polizia locale.

L'intera regione che va dal Medio Oriente al Nord Africa passando per l'Iraq e la Libia - oggi al centro di scontri e contese - da anni ha necessariamente bisogno di una reale pacificazione.

Dal 5 novembre 2018, l'amministrazione degli Stati Uniti ha imposto nuove sanzioni contro l'Iran, con l' esenzione fino allo scorso 3 maggio 2019 per otto Paesi che insieme hanno rappresentato l'80% delle esportazioni iraniane. Le tensioni sono ulteriormente aumentate all'inizio dell'anno scorso a seguito dell'intensificazione della guerra civile in Libia, nonché della decisione degli Stati Uniti di non rinnovare le esenzioni sulle importazioni provenienti dall'Iran dopo il 3 maggio.

La posizione dell'Iran nel quadro geopolitico mondiale ed europeo, grazie alla sua area di influenza, è tuttavia tale che sia le grandi potenze che gli Stati regionali seguono con molta attenzione i cambiamenti e le evoluzioni all'interno del paese.

La Repubblica Islamica dell'Iran è in grado di influenzare l'ordine internazionale da diversi punti di vista tra cui quello energetico, quello geopolitico e quello ideologico-culturale.

I grandi corridoi economici e commerciali del mondo passano infatti sia via terra che via mare dall'Iran, da sempre considerato territorio strategico vista la vicinanza a grandi potenze quali Russia, Cina ed India.

In virtù della sua numerosa popolazione, le enormi risorse energetiche ed economiche, il controllo delle rive settentrionali del Golfo Persico e dello Stretto di Hormuz, il collegamento di cui gode con i paesi dell'Asia Centrale e del Mar Caspio e la sua funzione di ponte fra i tre continenti Asia, Africa ed Europa, risulta essere un territorio determinante e di estrema influenza.

Nell'attuale scenario Europeo (soffermandoci sul settore energetico) per identificare il livello di dipendenza dell'Unione Europea da Iran e Libia risulta rilevante prendere in considerazione i recenti dati sul Greggio pubblicati dallo IEA.

Durante i primi nove mesi 2019 le importazioni di Greggio dall'Iran sono risultate essere pari a 3.230 tonnellate (l'1,9% del totale); l' 86,84 % in meno rispetto allo stesso periodo del 2018.

Per quanto riguarda la Libia invece si sono raggiunte, sempre nello stesso intervallo di tempo, 25.775 tonnellate (il 15,4% del totale) , il 5,48 % in più in confronto all'anno precedente.

Per avere una visione più approfondita di quanto siano state influenti le relazioni dell'Italia con questi paesi, e quanto tali rapporti si stiano o si siano modificati ed in alcuni casi deteriorati, risulta utile avere una visione del livello di importazione di greggio.

Secondo i dati storici del Ministero dello Sviluppo Economico infatti nel 2010 la quantità importata totale dall'Iran è stata pari 10.067.768 tonnellate il 13,94 % del totale. Quella proveniente dalla Libia è risultata invece essere pari a *17.854.806* ; il 24,72 % del totale.

Con il passare degli anni, le importazioni italiane di greggio si sono ridimensionate; specialmente per quanto riguarda l'Iran dopo l'embargo statunitense.

Stando agli ultimi dati pubblicati dal MISE, nel 2019, le importazioni di greggio italiane dall'Iran sono crollate risultando essere pari a zero.

Il presidente Trump ha spiegato che la decisione dell'embargo, presa nel 2018, sta mirando ad azzerare l'export di petrolio iraniano, negando al regime la sua principale fonte di entrate. Dal 3 maggio 2019 non è stata per l'appunto rinnovata alcuna esenzione, chiudendo completamente le porte di Teheran a qualsiasi esportazione di greggio verso l'estero. In tale scenario, se tre degli otto Paesi esentati avevano già cominciato a ridurre la loro importazione di petrolio dall'Iran tra cui Italia, Grecia e Taiwan, gli altri cinque (Cina, India, Turchia, Giappone e Corea del Sud) ne sono rimasti ancora legati. Di fronte a questo problema le principali raffinerie si sono organizzate diversificando le fonti di approvvigionamento in modo da trovarsi pronti ad affrontare lo stop definitivo, investendo sempre più negli Emirati Arabi, in Arabia Saudita, in Oman ed in Bahrein.

Importazioni di Greggio per paese di origine (Ton)

	Gennaio-Settembre		
	2019	**2018**	**Variazione % (2019/2018)**
IRAN	3.230	24.537	-86,84%
LIBIA	25.775	24.437	5,48%
Totale Importazioni	**167.413**	**172.215**	**-2,79%**

Fonte: IEA

Importazioni di Greggio per paese di origine

Paese	Quantità importata (ton) 2019	Quantità importata (ton) 2010	Variazione Percentuale
IRAN	*0*	*10.067.768*	***-100,00%***
LIBIA	*7.785.011 (1)*	*17.854.806*	***-56,40%***
TOTALE	**63.139.508**	**72.238.854**	***-12,60%***

	Greggio	Quantità scaricata (ton)
(1) Di cui:	AL JORF [11]	414.996
	AMNA (AMAL) [1346]	1.724.913
	BOURI [9103]	1.137.574
	BU ATTIFEL [1345]	1.225.755
	EL SHAHARA [9017]	747.735
	ES SIDER [1343]	1.875.703
	MELLITAH [1370]	109.239
	MEZLA [1348]	22.451
	SARIR [1344]	185.251
	SIRTICA [1347]	15.461
	ZUEITINA [1341]	325.932
	TOTALE	***7.785.011***

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

Soffermandoci sul greggio proveniente dalla Libia, nel 2019, le importazioni sono risultate essere pari a 7.785.011 tonnellate, il 12,33 % del totale. Tale dato specifica l'attuale livello di dipendenza energetica dell'Italia nei confronti della Libia stessa.
I rapporti con questo paese risultano tuttavia sempre più inclinati a causa di tensioni e problematiche interne dovute dalla mancanza di un governo solido nella regione.
La Libia - interlocutore con cui non abbiamo solo un rapporto culturale e storico ma soprattutto politico ed economico, dove il gas è insieme al petrolio un elemento imprescindibile - da sempre risulta avere un ruolo significativo per il nostro paese grazie alla sua vicinanza geografica, considerata strategica specialmente per quanto riguarda il mercato del gas.
Il GreenStream è considerato per l'appunto uno dei motivi principali che rende la Libia fondamentale per l'Italia. Il gasdotto - operato da Eni e dalla National Oil Coropration (Noc)- trasporta infatti il gas libico fino alle coste siciliane, esattamente nel terminale di Gela.
Concentrandosi su Gela, secondo i dati storici del Ministero dello Sviluppo Economico rielaborati dall'AIEE, se nel periodo Gennaio-Dicembre 2010 le importazioni di gas provenienti dalla Libia sono state infatti pari a 9.410 MJ/mc (il 12,49 % del totale); durante il 2019 , a causa delle instabilità politiche interne fortemente incentivate da Russia e Turchia, sono state importate solo 5.701 MJ/mc di gas (il 6,58 % del totale).
Rispettivamente il 27,6 % in più rispetto al 2018 ed il 49,41 % in meno rispetto al 2010, rilevando l'evidente riduzione della importazioni di gas libico rispetto a circa 10 anni fa.
Da questa analisi risulta quindi evidente quanto le crisi politiche e diplomatiche di paesi quali Libia ed Iran abbiano logorato, con il passare del tempo, i rapporti economici in campo energetico con l'Italia stessa.

Bilancio mensile del Gas Naturale - Milioni di Standard metri cubi a 38,1 MJ/mc (1)

		Gennaio-Dicembre			Variazione Percentuale	
		2019	2018	2010	(2019/2018)	(2019/2010)
	a) PRODUZIONE NAZIONALE (2)	4.852	5.448	8.302	-10,94%	-41,56%
	b) IMPORTAZIONI	70.919	67.872	75.341	4,49%	-5,87%
per punto di ingresso	**MAZARA DEL VALLO**	10.206	17.095	25.945	-40,30%	-60,66%
	GELA	5.701	4.467	9.410	27,62%	-39,41%
	TARVISIO	29.856	29.688	22.492	0,57%	32,74%
	PASSO GRIES	11.127	7.760	7.828	43,39%	42,15%
	PANIGAGLIA (2)	2.448	895	2.001	173,52%	22,36%
	CAVARZERE (2)	7.938	6.743	7.083	17,72%	12,07%
	LIVORNO (2)	3.585	1.105	0	224,43%	-100,00%
	GORIZIA	16	25	135	-36,00%	-88,15%
	ALTRI	42	96	448	-56,25%	-90,63%
	c) Esportazioni	325	391	141	-16,88%	130,93%
	d) Variazione delle scorte (2)	1.124	264	522	325,76%	115,27%
	Consumo Interno Lordo	74.321	72.666	82.981	2,28%	-10,44%

Fonte: Ministero dello sviluppo economico – DGSAIE - (1) Preconsuntivi al netto dei transiti (2) Comprende consumi e perdite

Bilancio mensile del Gas Naturale (Milioni di Standard metri cubi a 38,1 MJ/mc) **focus Gela**

	Periodo Gennaio-Dicembre			Variazione Percentuale	
	2019	2018	2010	(2019/2018)	(2019/2010)
GELA	5.701	4.467	9.410	27,62%	-39,42%
Importazioni Totali	**70.919**	**67.872**	**75.341**	**4,49%**	**-5,87%**

Settore Industriale e Green New Deal Europeo, una strategia necessaria

di Antonino Bonfiglio

Se il Green New Deal è stato il punto di partenza per la volontà dell'UE di raggiungere la neutralità climatica entro il 2050, la strategia industriale dell'UE è il primo ostacolo. Se ed in che modo l'UE eliminerà tale ostacolo determinerà il ritmo del percorso a venire.

La Commissione europea rilascerà la sua nuova strategia industriale il 10 marzo 2020. Si prevede che il piano indichi la direzione per l'economia dell'UE, innalzi i livelli di crescita e competitività, contribuisca a realizzare gli obiettivi climatici dell'Unione e riaffermi la leadership nel settore delle tecnologie sostenibili.

Il contenuto e la definizione della strategia saranno estremamente influenti nella configurazione dei parametri e delle tempistiche necessarie per permettere il transito dell'industria dell'UE verso un percorso di neutralità climatica. Questo settore, più di altri, ha visto ristagnare la riduzione delle emissioni negli ultimi anni poiché, buona parte della politica si è concentrata sulla protezione degli attori industriali dai segnali di aumento del prezzo del carbonio così da migliorarne la competitività a breve termine, piuttosto che incentivarli in un processo di trasformazione sostenibile, per salvaguardare la loro competitività a lungo termine. Una strategia industriale di successo potrebbe quindi stabilire il quadro politico necessario per rendere l'industria dell'UE pulita, produttiva e competitiva a livello globale.

Si tratta di un momento decisivo per l'Unione affinché si veicoli un messaggio profondo su quanto sia serio l'impegno nella svolta verde. La strategia industriale dovrebbe rappresentare una dichiarazione di intenti, un'opportunità per definire il modello di crescita e rendere concreta la parte "business" del Green Deal europeo. Gli Stati Uniti e la Cina guarderanno probabilmente alla strategia per recepire il grado di attenzione con il quale l'Europa intende affrontare il problema climatico. Il piano chiarificherà il percorso per le loro aziende, tecnologie ed interessi, ed in circostanze favorevoli sarà un forte incentivo per unirsi alla corsa verso la neutralità climatica e presentare le loro proposte. La strategia industriale potrebbe essere uno strumento fondamentale per coinvolgere altri paesi nella discussione sulle ambizioni climatiche per tutto il 2020.

Il piano strategico industriale dovrà:

- Dare certezza e fiducia sulla direzione di viaggio. La nuova strategia industriale dovrà essere fortemente allineata con il Green Deal europeo e l'obiettivo a lungo termine di raggiungere la neutralità climatica entro il 2050. La Commissione dovrebbe fornire un chiaro segnale ai mercati, fissando obiettivi di decarbonizzazione e diffusione delle tecnologie per il 2030 e il 2040 nel settore industriale. Attualmente il quadro legislativo non prevede obiettivi per l'industria pesante. Si tratta di un divario significativo, poiché gli obiettivi forniscono chiarezza sul ritmo e sulla direzione intrapresi.
- Stabilire un organismo di monitoraggio. La Commissione dovrebbe istituire un Osservatorio sull'economia pulita per fornire consulenza su infrastrutture e obiettivi prioritari, monitorare i progressi e garantire la coerenza delle politiche. L'osservatorio garantirebbe una base di prove condivisa per prendere decisioni politiche e mettere in evidenza lacune e incertezze della conoscenza sul tema. La Commissione dovrebbe inoltre richiedere agli Stati membri di sviluppare piani per la decarbonizzazione dell'industria nell'ambito dei piani nazionali per l'energia e il clima (PNIEC). Tali piani dovrebbero fornire una panoramica dello stato di avanzamento della transizione industriale.
- Fornire un'offerta solida al settore. La strategia dovrà precisare un chiaro impegno dell'UE e degli Stati membri a sostenere l'industria nel compiere la transizione. Ciò dovrebbe includere i dettagli su come realizzeranno l'investimento iniziale richiesto, anche attraverso contratti sulle emissioni di carbonio per differenza, investimenti in ricerca e sviluppo, competenze e strumenti digitali necessari, implementazione dell'infrastruttura di transizione, crescita della domanda di tecnologie sostenibili e prodotti a neutralità climatica, quote di acquisto ecologiche, e nuove misure commerciali per affrontare le sfide al di fuori dell'UE.

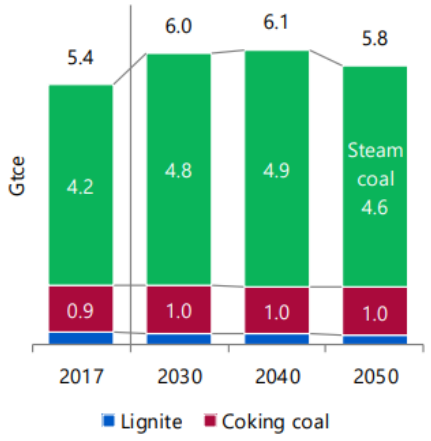
Rappresentare gli interessi. Il supporto di cui sopra dovrebbe essere bilanciato rispetto a un quadro politico che offra tagli concreti alle emissioni e crei reali incentivi per le industrie a muoversi verso la transizione. Dal punto di vista regolamentare, la strategia industriale nell'ambito del piano d'azione per l'economia circolare, dovrebbe stabilire standard di prodotto per migliorare l'efficienza dei materiali, la circolarità e ridurre il contenuto di carbonio dei materiali di base. La strategia dovrebbe anche gettare le basi per la revisione del sistema di scambio di quote di emissioni del prossimo anno per raggiungere un obiettivo più ambizioso di riduzione delle emissioni per il 2030.

Il mercato del carbone

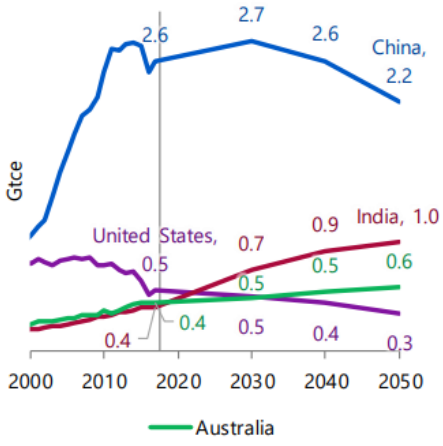
di Gianluca Carrino

La produzione globale di elettricità da carbone, secondo i dati relativi ai primi 7-10 mesi del 2019 (a seconda della disponibilità in ogni paese) riportati da Carbon Brief, si è ridotta di circa il 3% - rilevando il più grande calo mai registrato fino ad ora.
Tale record è stato principalmente trainato da Stati Uniti, Cina ed Europa, ma è stato anche in parte mitigato dagli aumenti della domanda nei paesi in via di sviluppo.
La principale forza di contrasto tuttavia proviene dai continui aumenti della produzione di carbone nel sud-est asiatico (tra cui Indonesia e Bangladesh); anche se, come affermato da Carbon Breif, la domanda da questa regione risulta ancora essere minima rispetto al totale globale.
Tra i paesi con i livelli di riduzione più significative risultano esserci gli Stati Uniti, con la chiusura di numerose grandi centrali a carbone.
Gli Stati Uniti quest'anno hanno registrato uno dei maggiori declini annuali nella generazione alimentata a carbone, con una riduzione della domanda di carbone su base annua (nel periodo gennaio-agosto 2019) pari al -13,9%.
Tale calo è stato in parte causato dal ritiro di diverse unità di carbone. Ciò include 57 unità ritirate ad agosto scorso, con una capacità di 14 GW - circa il 5,8% della flotta totale di carbone statunitense.
Anche in India, nonostante si preveda che il carbone fornirà i due terzi di elettricità nei prossimi anni, la produzione di carbone è in procinto di diminuire per la prima volta in almeno tre decenni.
Un altro rilevante appiattimento della crescita della generazione a carbone proviene dal colosso Cina, che ha contribuito notevolmente alla caduta globale della domanda di carbone.
In Cina infatti la crescita della domanda di elettricità è rallentata del 3% nel corso del 2019, mentre le fonti energetiche non fossili hanno incontrato una crescita della domanda.
La richiesta del paese di energia da carbone dipende tuttavia dall'interazione tra crescita pulita dell'elettricità e aumento della domanda. Il divario tra i due, presente specialmente nei periodi molto freddi, è riempito dal carbone.
Ciò è stato evidenziato nel 2017-2018, quando la crescita della domanda di energia elettrica ha visto incrementare la produzione di energia elettrica da carbone in media del 6,6% su base annua.
Il declino della domanda globale si traduce in un colpo economico importante per le centrali a carbone a causa della riduzione delle ore di funzionamento medie che dovrebbero raggiungere un minimo storico.
Focalizzandoci sul mercato dell'Unione Europea, sempre secondo il rapporto di Carbon Breif, in Europa, la potenza a carbone è calata (nella prima metà del 2019) senza precedenti riportando una variazione del -19% rispetto al 2018 e si prevede che ad anno concluso diminuirà di un ulteriore 4, con una variazione del -23%.
Circa la metà di tale riduzione è il risultato dell'impatto della nuova generazione di energia eolica e solare, mentre l'altra metà è causata da un passaggio dal carbone al gas naturale, che ha avuto luogo quando i prezzi delle quote di carbonio sono saliti sopra 20,00 euro per tonnellata e la caduta dei prezzi del gas che hanno reso il combustibile più competitivo rispetto al carbone stesso.
I maggiori tagli sono stati osservati in Germania - di gran lunga il più grande emettitore di CO_2 in Europa - con sia il carbone che la lignite in calo sostanziale nel 2019.
Il consumo di carbone ha registrato una riduzione importante (del -

La produzione mondiale di carbone (scenario di riferimento)



La produzione di carbone in Cina, India e Australia (scenario di riferimento)

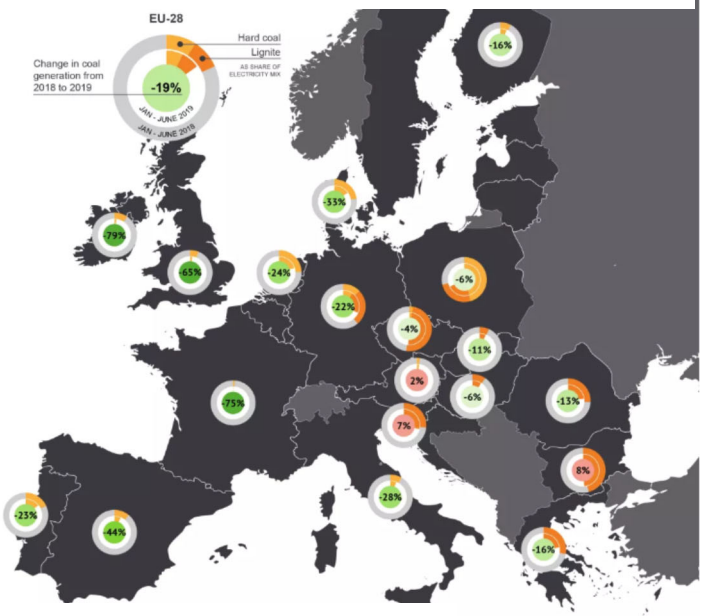


Fonte: IEEJ

6%) anche in Polonia (la maggiore utilizzatrice), poiché un nuovo impianto a gas è entrato in linea.
In diversi paesi dell'Europa occidentale invece la domanda di carbone ha riportato periodi pari a zero, o quasi zero, generazione di carbone nel 2019.
Importante ricordare che il calo record nell'uso globale di carbone aumenta anche la prospettiva di rallentare la crescita globale delle emissioni di CO_2 nel 2019.
Ciononostante, l'uso globale di carbone e le emissioni restano di gran lunga superiori al livello richiesto per raggiungere gli obiettivi dell'Accordo di Parigi.
Secondo l'accordo del 2015, quasi 200 paesi hanno concordato di limitare il riscaldamento globale a non più di 2 gradi Celsius rispetto ai livelli preindustriali entro il 2100.
Secondo l'Organizzazione meteorologica mondiale delle Nazioni Unite, con l'attuale tendenza entro la fine del secolo si registrerà un aumento della temperatura tra i 3-5 gradi C.
I 3 gradi potrebbero essere raggiunti se tutti i paesi fossero in grado di raggiungere i loro obiettivi di Parigi, ma anche questo, come dichiarato dal segretario generale dell'OMM Petteri Taalas a novembre 2018, porterebbe a una crescita delle catastrofi ambientali compromettendo la produzione alimentare globale.
In molte aree del mondo tuttavia il carbone rimarrà argomento cruciale, specialmente per quanto riguarda le industrie dell'acciaio e del cemento.
Il 70% della produzione mondiale di acciaio si basa infatti sul carbone; per tale ragione il carbone per usi industriali sta crescendo.

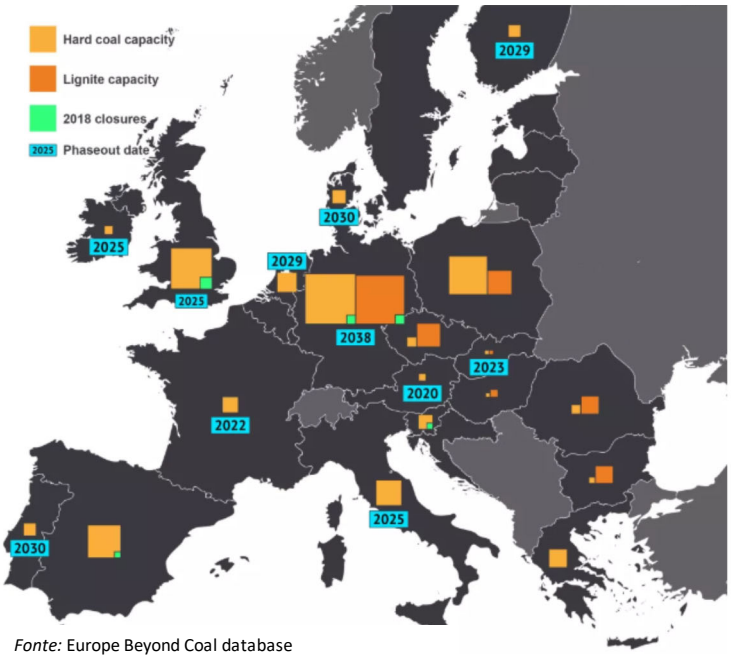
Michelle Manook (amministratore delegato della World Coal Association)[1] ha osservato che, nonostante il mondo ha ridotto le proprie emissioni di CO_2 dell'82% rispetto al 1970, l'utilizzo di carbone è cresciuto sostanzialmente da quella data.
Come ha dichiarato a fine novembre alla conferenza Mines and Money a Londra, infatti, il carbone continuerà a svolgere un ruolo vitale nel mix energetico mondiale aiutando a fornire energia a prezzi accessibili per la maggior parte delle nazioni più povere del mondo.
Circa 900 milioni di persone nel mondo vivono senza accesso l'elettricità e circa 2,6 miliardi di persone fanno affidamento sui carburanti tradizionali come il carbone per cucinare.
Pertanto, la transizione verso l'energia pulita non significa necessariamente una transizione dal carbone, ma piuttosto l'adozione di tecnologie di carbone pulito, come la cattura e lo stoccaggio del carbonio. In questo scenario, gli investimenti in queste tecnologie necessitano anche la collaborazione dei governi.
Manook, ha inoltre dichiarato che il carbone risulta essere "complementare" alle energie rinnovabili e non in concorrenza con esse. Per tale ragione si ricercano tecnologie del carbone più pulite che rispettino le sfide ambientali, riducendo le emissioni.
La tecnologia risulta essere infatti il catalizzatore più significativo per raggiungere le nostre aspirazioni ambientali.

La produzione di carbone nell'UE è calata del 19% nella prima metà del 2019



Fonte: Sandbag calculations from ENTSO-E data

Nel 2018 è stata chiusa solo il 3% della capacità a carbone dell'Europa: bisogna accelerare l'abbandono del carbone per rispettare i termini del completo phase-out



Fonte: Europe Beyond Coal database

[1] La World Coal Association, rappresenta 17 principali attori dell'industria carboniera tra cui: *Anglo American, Glencore, Peabody, Yancoal, XCoal, China Energy* e *General Electric* - questi ultimi due stanno investendo in tecnologie CCUS.

Un new deal delle fonti rinnovabili per una cooperazione virtuosa - Il tema autorizzativo: non problemi ma proposte

The Adam Smith Society

AIEE ASSOCIAZIONE ITALIANA ECONOMISTI DELL'ENERGIA www.AIEE.IT

Il convegno organizzato dalla **Adam Smith Society** in collaborazione con l'**AIEE,** ***Un new deal delle fonti rinnovabili per una cooperazione virtuosa - Il tema autorizzativo: non problemi ma proposte*** si è svolto in data 10 febbraio, presso le sale di Palazzo Rospigliosi ed è stato un momento di incontro tra le parti che compongono il panorama energetico Nazionale sotto un punto di vista aziendale, associativo ed istituzionale.
La conferenza ha voluto sottolineare come il raggiungimento degli obiettivi prefissati nel PNIEC ed in linea con gli obiettivi del Green New Deal, passi attraverso una seria revisione degli strumenti regolatori ed autorizzativi.

In seguito ad una breve introduzione dei lavori da parte di **Alessandro De Nicola**, Presidente di Adam Smith Society e **Carlo Di Primio P**residente dell'AIEE, **Vittorio D'Ermo**, direttore dell'Osservatorio Energia e Vicepresidente dell'AIEE, ha fornito una panoramica della situazione energetica nazionale analizzandola sul fronte della domanda e per fonti, cercando quindi di capire e dimostrare quelli che sono i settori maggiormente interessati dal processo di transizione energetica e quali sono i punti realisticamente raggiungibili dal nostro sistema-paese.
Successivamente si sono svolte due tavole rotonde moderate da *Antonio Cianciullo,* giornalista de "La Repubblica".

La prima dal titolo: **Il permitting delle rinnovabili: uno strumento da innovare e semplificare**, ha visto intervenire **Guido Bortoni**, Senior Adviser, DG-Energy (DDG1) della Commissione Europea, che ha sottolineato come sia impellente predisporre strumenti efficaci ed efficienti ed un sistema autorizzativo funzionale, volti a superare le reticenze di molti territori. "La Rec – ha continuato Bortoni - è un centauro: per metà è un consorzio di cittadini che aderiscono volontariamente a un'iniziativa rinnovabile e che hanno come ritorno la fornitura di elettricità o introiti economici; l'altra metà devono essere operatori professionisti, che danno due vantaggi: la specializzazione del mestiere e soprattutto la dimensione delle iniziative, che consentono di sfruttare le economie di scala. Oggi passando da una taglia 1 a una 2 è possibile far scendere i costi unitari del 20%";
Luca Bettonte, Amministratore Delegato Erg, ha ribadito quanto sia delicata la questione delle autorizzazioni spesso

negate da parte del ministero dei beni culturali.
Gianfilippo Mancini, Amministratore Delegato Sorgenia ha sottolineato come la convergenza tra politica, economia ed energia deve ricadere sul piano valoriale. È impossibile pensare che si realizzi una transizione senza una forte etica che la guidi ed in questo, secondo il manager, risiede la distanza reale tra obiettivi e volontà generale dei governi.
Federico Merola, Amministratore Delegato, Arpinge, ha posto l'accento sulla necessità di una corretta allocazione economica volta a contenere i rischi sistemici, puntando sulla trasparenza e su un sistema regolatorio chiaro.
Per **Nicola Monti**, Amministratore Delegato, Edison, il PNIEC ha posto obiettivi ambiziosi senza definire come fare per raggiungerli, ponendo poi l'accento sulla necessità di strumenti che permettano di fare investimenti, utilizzare PPA, educare i consumatori a sottoscrivere contratti di medio lungo-termine, capire in quali aree del Paese agire (in ambito FER), dove installare nuovi impianti e quali sono i territori più efficienti (livello di ventosità).
Simone Mori, Presidente, Elettricità Futura, ha ribadito come il grande ostacolo sia l'inefficienza amministrativa unita ad un ruolo ostruzionista delle sovrintendenze, auspicando un'armonizzazione necessaria del sistema a tutti i livelli.
Secondo **Salvatore Pinto,** Presidente, Axpo, il paradigma deve cambiare, non solo attenzione ai costi ma anche e soprattutto una forte etica ambientale.
Marco Peruzzi, Presidente, E2i, ha ripreso il tema del PNIEC sottolineando come il raggiungimento degli obiettivi necessiti di impianti all'avanguardia. È necessario infatti intervenire dimezzando gli impianti esistenti e aumentandone la produzione, con procedure abilitative semplificate se l'impianto non comporta l'incremento dell'area interessata, evitando quindi un ulteriore sfruttamento del suolo. Ha poi proposto di adoperare una credit tax commisurata alle emissioni evitate di CO_2, coerentemente con le revisioni della fiscalità europea e nazionale e i PPA, strumento opportuno e necessario.
Infine, **Carlo Zorzoli**, Head of Business Development, Enel Green Power, ha posto l'attenzione sulle tempistiche di autorizzazione, che in Italia raggiungono i 60 mesi per un impianto eolico contro i 24 della Spagna e di altri paesi, ritardo che comporta obsolescenza delle tecnologie; gli impianti in Italia sono basati su piattaforme più vecchie e più care degli altri, e molto spesso con una produttività più bassa.
In Italia le tempistiche di raggiungimento degli obiettivi europei con le attuali procedure burocratiche sono da moltiplicare per 7 con l'eolico e 15 col fotovoltaico.
Soluzione plausibile: patto dei territori.

La seconda Tavola rotonda dal titolo: **Dagli obiettivi globali alle azioni locali: il ruolo dello Stato e del Territorio tra nuove idee e proposte** è stata introdotta da **Stefano Besseghini**, Presidente di ARERA, che ha ribadito che per conseguire gli obiettivi del PNIEC sia necessario adottare strumenti autorizzativi efficaci ed in relazione stretta con le nuove tecnologie, piu sostenibili ed efficienti. Ha continuato asserendo che "Le esternalità sono un problema grande che va preso in considerazione e fatto emergere. Non bisogna guardare solo al vantaggio prossimo e immediato ma al quadro complessivo. Da qui la scelta della neutralità tecnologica: dichiaro un obiettivo e poi definisco strumenti trasparenti. Oggi invece il concetto di neutralità è: ci dev'essere qualcosa un po' per tutti".
Ha continuato **Edoardo Zanchini**, Vicepresidente, Legambiente, ponendo l'accento sul fatto che la vera sfida è trovare le soluzioni giuste per accelerare la transizione, incentivando le comunità energetiche, sensibilizzare le comunità all'uso delle FER e facendo capire che possono trarne vantaggio.
Ha continuato asserendo che bisogna usare i territori già impiegati senza includere quelli agricoli e limitando le modifiche al passaggio. Sostituendo impianti eolici con impianti che producono di più (on shore o off shore o gallegianti)
Anita Pili, Assessore all'Industria, Regione Sardegna e Coordinatore, Commissione Ambiente delegata per la materia Energia), ha posto l'accento sul ruolo della politica, che ha il compito di governare fenomeni, pertanto deve lavorare in modo che la transizione venga affrontata adeguatamente. Rendere le comunità partecipi e protagoniste nelle attività, migliorare il processo autorizzativo (tempi certi e risposte certe) sono possibili soluzioni; inoltre bisogna individuare dei format da applicare in ogni regione uniformando il sistema. È necessaria una mappatura territoriale per ogni regione di quale siano i territori agibili per gli impianti.
Sul finire dei lavori, **Tullio Berlenghi**, Capo Segreteria Tecnica del Ministero dell'Ambiente, ha spiegato nel corso del suo intervento che ci sono procedure che potrebbero essere velocizzate anche con il quadro normativo vigente: "se si parla di semplificazione non si deve parlare di deregulation". Se la normativa dovrà essere oggetto di revisione, ha specificato, "questo lo decide un altro organo che è il Parlamento. Per ora sono state fatte diverse proposte normative che si sono arenate, agganciate a vari provvedimenti. Se il Parlamento deciderà di modificare il quadro normativo noi ne prenderemo atto. Ciò che possiamo fare è applicare le regole vigenti e possiamo impegnarci a rispettare quello che prevedono queste norme".

Norme generali sul sistema energia

28 gennaio 2020

Segnalazione 23/2020/I/com—*Segnalazione a Parlamento e Governo in merito alle disposizioni di cui all'articolo 12, comma 3, del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162, in materia di fine delle tutele di prezzo a favore dei clienti finali di piccole dimensioni di energia elettrica e gas* -

L'ARERA intende richiamare l'attenzione di Parlamento e Governo su alcuni aspetti critici inerenti ai mercati della vendita dell'energia elettrica e del gas naturale, che ancora permangono, in vista della rimozione dei regimi di tutela di prezzo, fissata per entrambi i settori dalla legge 4 agosto 2017, n. 124 (cd. legge concorrenza) al 1° luglio 2020 e differita per entrambi i settori al 1° gennaio 2022 dal decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162, attualmente all'esame delle Commissioni Affari costituzionali e Bilancio della Camera dei Deputati per la sua conversione in legge.

L'attuale situazione dei mercati retail evidenzia dinamiche concorrenziali ed un effettivo grado di maturità per l'accesso al mercato conseguito dai clienti di piccole dimensioni ancora limitato, determinando una presenza di tali clienti riforniti sul libero mercato piuttosto insoddisfacente. La situazione ha indotto il Legislatore ad intervenire, posticipando l'effettiva liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas al 1° gennaio 2022. Tuttavia, tale disposizione risulta incompatibile con il dettato della direttiva UE 2019/944, che riconosce agli Stati membri la facoltà di continuare a ricorrere al regime di tutela di prezzo per un periodo transitorio di durata non predeterminata esclusivamente a favore dei clienti domestici e/o delle micro-imprese.

Inoltre, l'articolo 12, comma 3, del decreto-legge in esame non prevede alcuna gradualità nella transizione verso il nuovo assetto di mercato in cui non sarà più presente la predetta tutela di prezzo; gradualità che, come già segnalato a Parlamento e Governo dall'Autorità con la Segnalazione 9 dicembre 2019, avrebbe invece consentito di mitigare l'impatto sul cliente finale del passaggio al nuovo modello di libero mercato sancito dalla legge concorrenza.

Energia elettrica

28 gennaio 2020

Delibera 21/2020/R/eel - *Approvazione delle regole per l'allocazione esplicita della capacità di trasporto per gli orizzonti temporali di lungo termine, giornaliero e infragiornaliero per gli ambiti in cui non trovano applicazione le regole armonizzate a livello europeo*

Con questo provvedimento l'Autorità approva la proposta di regole di allocazione della capacità su base giornaliera sui confini con la Svizzera e la Grecia (per i quali non è ancora implementato il market coupling), la proposta di regole di allocazione della capacità su base infragiornaliera sui confini con Francia e Austria e la proposta di regole per l'allocazione della capacità di lungo termine sul confine con la Svizzera.

Delibera 17/2020/R/efr - *Determinazione del valore medio del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno 2019, ai fini della quantificazione, per l'anno 2020, del valore degli incentivi sostitutivi dei certificati verdi*

Il presente provvedimento determina, ai fini della quantificazione per l'anno 2020 del valore degli incentivi che sostituiscono i certificati verdi, il valore medio annuo registrato nell'anno 2019 del prezzo di cessione dell'energia elettrica, pari a 53,01 €/MWh

Gas naturale

28 gennaio 2020

Delibera 18/2020/R/gas - *Aggiornamento, per il mese di febbraio 2020, delle condizioni economiche di fornitura dei gas diversi dal gas naturale, a seguito della variazione dell'elemento a copertura dei costi di approvvigionamento relativi alla materia prima*

I presente provvedimento aggiorna, per il mese di febbraio 2020, le condizioni economiche di fornitura dei gas diversi da gas naturale, a seguito della variazione dell'elemento a copertura dei costi di approvvigionamento relativi alla materia prima.

Il Piano di investimenti del Green Deal europeo

Un mese dopo la presentazione del suo *European Green Deal*, la Commissione Europea ha rivelato le sue prime proposte sul *Piano di investimenti del Green Deal europeo*.

Il prossimo bilancio a lungo termine dell'UE, per i sette anni compresi tra il 2021 e il 2027, prevede investimenti sostanziali per obiettivi climatici e ambientali.

Il Piano metterà a disposizione fondi UE e creerà anche un contesto che stimoli gli investimenti pubblici e privati necessari per affrontare la transizione verso un'economia climaticamente neutra, verde, competitiva e inclusiva. Per realizzare gli obiettivi del Green Deal europeo saranno mobilitati nel corso del prossimo decennio nell'ambito del Piano almeno 1.000 miliardi di euro in investimenti sostenibili.

Sarà anche previsto un meccanismo per una transizione giusta che, in quanto parte del piano, sarà mirato a garantire un passaggio verso un'economia verde ed equa e mobiliterà almeno 100 miliardi di euro di investimenti nel periodo 2021-2027, a sostegno dei cittadini delle regioni più colpite dalla transizione, per fare in modo che oltre all'indispensabile raggiungimento degli obiettivi legati al clima, siano tutelate anche la solidarietà e l'equità verso i cittadini, soprattutto nei settori e nelle regioni che saranno più massicciamente interessate dal cambiamento.

I principali obiettivi del Piano di investimenti del Green Deal europeo, oltre appunto al finanziamento vero e proprio, sono la creazione di un quadro che consenta facilmente ai privati e al settore pubblico di effettuare investimenti sostenibili, e la garanzia di supporto alle amministrazioni pubbliche e ai promotori dei progetti ai fini dell'individuazione, della strutturazione e dell'esecuzione di progetti sostenibili.

Il piano sarà finanziato non soltanto dal bilancio UE, ma anche gli Stati membri e dagli operatori privati.

La proposta del European Green Deal Investment Plan si basa alcune principali fonti di finanziamento:

1) **Bilancio dell'UE e cofinanziamenti nazionali**: la Commissione ha proposto che il 25 % del bilancio totale sia destinato a contribuire all'azione per il clima e alla spesa ambientale attraverso programmi diversi quali il *Fondo europeo agricolo per lo sviluppo rurale*, il *Fondo europeo agricolo di garanzia*, il *Fondo europeo di sviluppo regionale*, il *Fondo di coesione*, *Horizon Europe* e i *fondi LIFE*. Il bilancio dell'UE metterà a disposizione del piano di investimenti del Green Deal europeo 503 miliardi di euro, stimolando **cofinanziamenti nazionali** aggiuntivi per circa 114 miliardi da destinare nello stesso periodo a progetti in materia di clima e ambiente.

2) **InvestEU**: fornire una garanzia di bilancio dell'UE alla Banca europea per gli investimenti (BEI) e ad altre istituzioni finanziarie, per consentire loro di investire in un numero maggiore di progetti e in progetti a rischio più elevato, attirando investitori privati. La Commissione prevede di mobilitare circa 279 miliardi di euro di investimenti privati e pubblici nei settori del clima e dell'ambiente nel periodo 2021-2030.

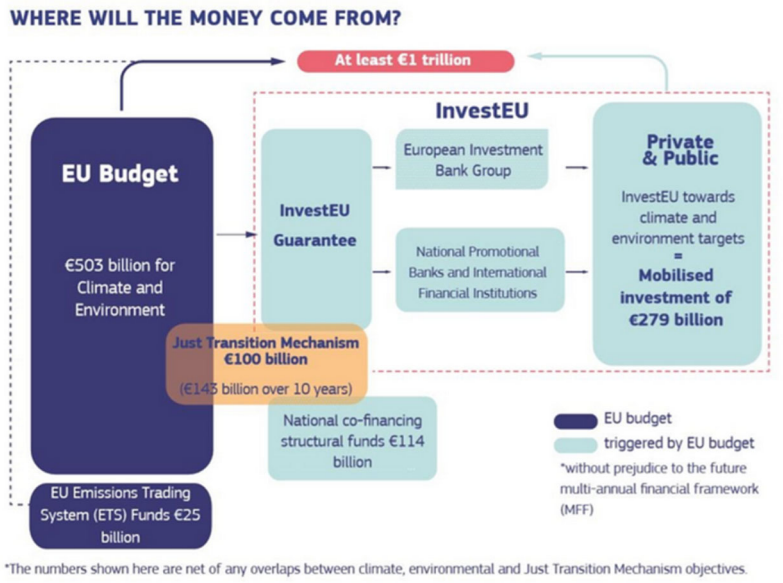
3) **Fondo per l'innovazione e il Fondo per la modernizzazione**, la Commissione propone di destinare al bilancio dell'UE il 20% delle entrate derivanti da una parte degli introiti provenienti dalla vendita all'asta delle quote nell'ambito del sistema di scambio di quote di emissione dell'UE che metteranno a disposizione circa 25 miliardi di € nei prossimi 10 anni per la transizione dell'UE verso la neutralità climatica, con un'attenzione particolare, nel caso del Fondo per la modernizzazione, agli Stati membri con livelli di reddito più bassi.

4) **Meccanismo di transizione giusta**: è uno strumento chiave per garantire che la transizione verso un'economia neutrale dal punto di vista climatico avvenga in modo equo, senza lasciare nessuno indietro. Mentre tutte le regioni avranno bisogno di finanziamenti e il Piano europeo di investimenti Green Deal si occupa di questo, il meccanismo fornisce un sostegno mirato per aiutare a mobilitare almeno 100 miliardi di euro nel periodo 2021-2027 nelle regioni più colpite, per alleviare l'impatto socio-economico della transizione. Il meccanismo creerà gli investimenti necessari per aiutare i lavoratori e le comunità che dipendono dalla catena del valore dei combustibili fossili. Esso si aggiungerà al contributo sostanziale del bilancio dell'UE attraverso tutti gli strumenti direttamente rilevanti per la transizione.

Il **Meccanismo di Transizione Giusta** consisterà di tre principali fonti di finanziamento:

- il *Fondo per la Transizione giusta*, che riceverà 7,5 miliardi di euro di nuovi fondi UE, oltre alle risorse proposte.

Per poter attingere alla loro quota del Fondo, gli Stati membri, in dialogo con la Commissione, dovranno individuare i territori ammissibili attraverso piani territoriali dedicati di transizione giusta. Dovranno impegnarsi a far corrispondere ogni euro del Fondo di transizione giusta con i fondi del Fondo europeo di sviluppo regionale e del Fondo sociale



europeo Plus e a fornire ulteriori risorse nazionali. Ciò fornirà tra i 30 e i 50 miliardi di euro di finanziamenti, che mobiliteranno un numero ancora maggiore di investimenti. Il Fondo fornirà principalmente sovvenzioni alle regioni. Sosterrà i lavoratori per sviluppare competenze per il mercato del lavoro del futuro e aiuterà le PMI, le start-up e gli incubatori a creare nuove opportunità economiche in queste regioni. Sosterrà anche gli investimenti nella transizione verso l'energia pulita, ad esempio nell'efficienza energetica.

- *un programma dedicato alla transizione giusta* nell'ambito di InvestEU per mobilitare fino a 45 miliardi di euro di investimenti. Cercherà di attrarre investimenti privati, anche nel settore dell'energia sostenibile e dei trasporti, a beneficio di queste regioni e per aiutare le loro economie a trovare nuove fonti di crescita.

- Uno *strumento di prestito del settore pubblico con il sostegno della Banca europea per gli investimenti* (BEI) per mobilitare tra i 25 e i 30 miliardi di euro di investimenti. Sarà utilizzato per prestiti al settore pubblico, ad esempio per investimenti nelle reti di teleriscaldamento e nella ristrutturazione di edifici. La Commissione presenterà una proposta legislativa per istituire questo strumento nel marzo 2020.

Il Meccanismo di transizione giusta non si limita ai finanziamenti: basandosi su una piattaforma, la Commissione fornirà assistenza tecnica agli Stati membri e agli investitori e si assicurerà che le comunità, le autorità locali, le parti sociali e le organizzazioni non governative siano coinvolte.

L'External Investment Plan: garanzie per 216 milioni

La Commissione ha sottoscritto il 22 gennaio, nell'ambito dell'*External Investment Plan*, un accordo di garanzia per 216 milioni di euro che sbloccheranno, di fatto, ulteriori 2 miliardi di investimenti nel settore delle energie rinnovabili, infrastrutture urbane, e start-up in Africa ed Europa.

Sono state firmate le garanzie con la Banca europea per la ricostruzione e lo sviluppo (BERS), la Banca europea per gli investimenti (BEI), il gruppo tedesco KfW e l'Agenzia spagnola di cooperazione allo sviluppo (AECID) in occasione della quarta riunione dello Strategic Board del Piano.

Il Piano è una parte fondamentale dell'*Alleanza Africa-Europa per gli investimenti sostenibili e l'occupazione*, avviata a settembre 2018 con l'obiettivo di creare 10 milioni di posti di lavoro in cinque anni, potenziare gli investimenti e promuovere lo sviluppo sostenibile.

Le garanzie serviranno a condividere i rischi e contribuiranno a mobilitare e attrarre investimenti pubblici e privati, sostenendo, ad esempio, la fornitura di energia rinnovabile per i cittadini e per le imprese in Africa e nei paesi di vicinato, aiuteranno le piccole imprese a investire e creare lavoro, renderanno le città africane più resilienti rispetto alla crescita della popolazione e agli effetti dei cambiamenti climatici.

Infatti, nell'ambito del Piano, oltre agli aspetti legati al supporto diretto agli investimenti, che resta l'elemento cardine, sono molto importati quelli legati al buon governo e all'ambiente imprenditoriale, che aiutano ad attrarre investimenti, sia nazionali che esteri.

Il Piano si basa su tre pilastri. Il **primo** è la finanza, che consente, attraverso, appunto, garanzie, che l'Unione riesca a mitigare gli elementi di rischio nei paesi con situazioni economiche difficili, facendo in modo che gli investitori privati e le banche di sviluppo sostengano gli imprenditori o finanzino progetti di sviluppo.

Il **secondo** è rappresentato dall'assistenza, attraverso la quale sono finanziati esperti che aiutano le autorità, gli investitori e le aziende a sviluppare nuovi progetti. Questa fase può comprendere, ad esempio, raccolta di informazioni di mercato e analisi del clima degli investimenti, consulenza legislativa e normativa, sostegno ai paesi partner nell'attuazione di riforme, preparazione e aiuto per realizzare gli investimenti necessari.

Il **terzo** pilastro interessa più propriamente il costante miglioramento del clima per gli investimenti: in questo senso l'Unione lavora a stretto contatto con i governi dei paesi partner per aiutarli a monitorare le condizioni generali di cui gli investimenti beneficiano, quali la stabilità politica ed economica e un buon ambiente imprenditoriale.

In questa tornata gli accordi di garanzia firmati sono stati quattro.

– Un accordo di garanzia per 100 milioni, sottoscritto con AECID, l'Agenzia spagnola di cooperazione allo sviluppo. indirizzato all'Africa SubSahariana e al vicinato Europeo, incoraggerà il partenariato pubblico privato e ridurrà il rischi per gli investitori privati che intendono finanziare infrastrutture urbane, concentrandosi sull'efficienza energetica, il trasporto pubblico, il risanamento delle acque e il trattamento dei rifiuti solidi.

– Il secondo di garanzia per 50 milioni di euro con la BERS contribuirà a rafforzare gli investimenti nelle energie rinnovabili in Ucraina e nel vicinato meridionale dell'UE, in particolare in Giordania, Libano e Tunisia. Aumenterà sostanzialmente il potenziale di energia rinnovabile e contribuirà a generare un investimento totale stimato fino a 500 milioni.

– Il terzo accordo, per 46 milioni, con il gruppo tedesco KfW contribuirà ad espandere la generazione di energia rinnovabile nell'Africa subsahariana e a ridurre le emissioni della regione, aumentandone l'efficienza energetica. Coprirà parzialmente i rischi di assorbimento in progetti di energia rinnovabile, come parchi eolici ed energia solare.

– Il quarto accordo, per 20 milioni di euro, con la BEI, si rivolge alle piccole e medie imprese (PMI) nel vicinato dell'UE, con particolare attenzione ai giovani imprenditori, alle donne imprenditrici e alle start-up. Fornirà finanziamenti accessibili alle piccole imprese che hanno minore facilità di accesso ai finanziamenti perché considerati più rischiosi dalle istituzioni finanziarie locali, e si stima che sosterrà circa 18.000 posti di lavoro supportando 1.000 piccoli imprenditori.

GAS NATURALE

Nel 2019 la Cina ha importato 48 miliardi di metri cubi di gas dall'Asia centrale

Secondo la PetroChina West Pipeline Company, nel 2019 la Cina ha importato circa 48 miliardi di metri cubi di gas dall'Asia centrale attraverso il gasdotto Cina-Asia centrale. Il gasdotto, che è stato commissionato nel dicembre 2009, si estende per oltre 1.800 km tra il Turkmenistan, l'Uzbekistan, il Kazakistan e la Cina e può fornire alla Cina fino a 60 miliardi di metri cubi/anno di gas. Sin dalla sua entrala in funzione, ha trasmesso quasi 295 miliardi di metri cubi di gas, coprendo oltre il 15% del consumo di gas in Cina nel periodo 2009-2019.

Estonia, Lettonia e Finlandia lanciano il loro mercato comune del gas

È stato commissionato il gasdotto Balticconnector da 7,2 mcm/giorno (2,6 miliardi di metri cubi / anno) che collega Inkoo (Finlandia) a Paldiski (Estonia), con la consegna di gas dall'impianto Inčukalns in Lettonia in Estonia e Finlandia. Questo ha consentito il lancio di un mercato comune del gas tra Estonia, Lettonia e Finlandia il 1° gennaio 2020, con un volume annuale di circa 40 TWh. I gestori dei sistemi di trasporto del gas (TSO), ovvero l'Elering dell'Estonia, la Conexus Baltic Grid della Lettonia e la Gasgrid Finlandia, continueranno l'ulteriore sviluppo del mercato regionale del gas.
Il gasdotto offshore da 250 milioni di euro Balticconnector, entrato in fase di costruzione a luglio 2018, mira a creare una rotta di approvvigionamento alternativa per il mercato finlandese e a collegare il paese al resto dell'Unione europea. Aiuterà la Finlandia e l'Estonia a diversificare le proprie fonti di importazione di gas (dominate dalla Russia).

La Bulgaria considera l'acquisto di una quota del 20% in Gastrade

Il governo bulgaro sta prendendo in considerazione l'acquisizione di una quota del 20% in Gastrade, una consociata della compagnia energetica greca Copelouzos. La società sta sviluppando il progetto di terminale di importazione di GNL di Alexandroupolis nella Grecia settentrionale, al fine di diversificare la fornitura di gas, poiché il paese attualmente importa quasi tutto il suo consumo di gas dalla Russia.
La Bulgarian Energy Holding (BEH), che raggruppa diverse compagnie energetiche, deterrà quindi nel terminal la stessa partecipazione della compagnia energetica statale greca DEPA. Inoltre, la società di gas statale Bulgargaz dovrebbe prendere parte nella parte vincolante del test di mercato per il progetto del terminale GNL e riservarsi una quota da 300 a 500 milioni metri cubi/anno di gas per un periodo da 3 a 5 anni.
Si prevede che l'unità di stoccaggio e rigassificazione (FSRU) da 6,1 miliardi di metri cubi all'anno riceverà GNL dagli Stati Uniti e dal Qatar. La Bulgaria importerebbe gas rigassificato attraverso il gasdotto Interconnector Grecia-Bulgaria (IGB) da 3 miliardi di metri cubi/ anno, attualmente in costruzione tra Stara Zagora (Bulgaria) e Komotini (Grecia). Il gasdotto lungo 182 km dovrebbe essere completato entro la fine del 2020. Si collegherà al progetto Trans Adriatic Pipeline (TAP) attraverso il gasdotto Turchia-Grecia-Italia (ITGI), al Trans Progetto Adriatic Pipeline (TAP) e al terminale GNL Revythoussa in Grecia. La sua capacità potrebbe in seguito essere aumentata a 5 miliardi di metri cubi / anno con capacità di trasporto a flusso inverso (2025).

Nel 2019 le importazioni cinesi di gas sono aumentate del 6,9% e le importazioni di petrolio del 9,5%

Secondo i dati preliminari dell'Amministrazione generale delle dogane, le importazioni cinesi di energia hanno continuato ad aumentare nel 2019.
Le importazioni di petrolio sono aumentate del 9,5% a quasi 506 Mt (10,1 mb/g), Le due raffinerie da 400.000 miliardi di barili/g, la Hengli Petrolchimico a Dalian (Cina nord-orientale) e la Zhejiang Petroleum and Chemical a Zhoushan (Cina orientale) commissionate nel 2019 hanno aumentato la domanda cinese di petrolio. Nel frattempo, le importazioni di prodotti petroliferi sono diminuite dell'8,7% nel 2019 a 31 Mt, e quella di olio combustibile di quasi l'11%, a meno di 15 Mt. Le importazioni di gas naturale hanno continuato a crescere nel 2019 (+ 6,9%), poiché la Cina sta cercando di aumentare la quota di gas nel suo mix energetico. Le importazioni di carbone e lignite sono nuovamente aumentate (+ 6,3%), raggiungendo i 300 Mt.
Nel 2019, la Cina ha esportato 67 Mt di prodotti petroliferi (+ 14%), 6 Mt di carbone e lignite (+ 22%) e 6,5 Mt di coke e semi-coke (-33%).

India: il governo approva il finanziamento del gasdotto Indradhanush

Il governo indiano ha approvato una sovvenzione di US $ 778 milioni come Viability Gas Funding (VGF) per il progetto Indradhanush da 1.600 km, per un valore di US $ 1,3 miliardi. Il progetto è sviluppato da un consorzio di società statali Indian Oil (IOC), GAIL, Oil India e Numaligarh Refinery (NRL) e fornirà gas naturale a otto stati nord-orientali. Il gasdotto pianificato sarà collegato alla rete nazionale attraverso il gasdotto Barauni-Guwahati, parte del sistema Urja-Ganga. Nel 2016, il progetto del gasdotto Urja Ganga lungo 2.500 km - noto anche come progetto Jagdishpur-Haldia e Bokaro-Dhamra Gas Pipeline (JHBDPL) - ha ottenuto una sovvenzione di 1,3 miliardi di dollari dal governo. Il gasdotto è stato sviluppato dalla società di trasmissione del gas GAIL, che ha iniziato a costruire il segmento del Bengala Occidentale nel febbraio 2018. Il gasdotto Urja Ganja fornirà 7,4 mcm/g (2,7 miliardi di metri cubi/anno) in una prima fase e verrà successivamente incrementato a 16 milioni di metri cubi/g (5,8 miliardi di metri cubi/anno). Il completamento del progetto è previsto per dicembre 2022.

Il parlamento giordano adotta il disegno di legge contro le importazioni di gas da Israele

Il parlamento della Giordania ha adottato un progetto di legge che vieta le importazioni di gas israeliano nel regno, a causa di manifestazioni di protesta contro l'accordo sul gas. Il testo sarà presentato in consiglio prima della promulgazione. Tuttavia, impedimenti legali potrebbero vietargli di diventare legge.

Nel 2016, Noble Energy ha firmato un accordo di vendita e acquisto di gas con la National Electric Power Company (NEPCO) della Giordania per la fornitura di gas dal giacimento di Leviatano in Israele. Secondo i termini dell'accordo, valutati US $ 10 miliardi, Noble Energy e i partner Leviathan forniranno una quantità lorda di circa 45 miliardi di metri cubi di gas naturale dal campo di Leviathan (8,5 milioni di metri cubi/g o 3,1 miliardi di metri cubi/anno) per un periodo di 15 anni. Le consegne di gas al NEPCO sono iniziate nel gennaio 2020 per un periodo sperimentale di tre mesi.

Russia e Turchia commissionano ufficialmente il gasdotto TurkStream

Russia e Turchia hanno commissionato ufficialmente il gasdotto TurkStream da 31,5 miliardi di metri cubi/anno che si estende per 930 km attraverso il Mar Nero e che fornirà 15,75 miliardi di metri cubi/anno in Turchia e 15,75 miliardi di metri cubi/anno in Bulgaria, Serbia e Ungheria. La costruzione della prima sezione è stata completata a novembre 2018 e Gazprom esporterà 3 miliardi di metri cubi di gas verso la Bulgaria nel 2020, invece di utilizzare la solita rotta attraverso Ucraina e Romania. La seconda sezione dovrebbe iniziare a funzionare entro la fine del 2020.

La Bulgaria ha importato 3,1 miliardi di metri cubi di gas naturale nel 2018, coprendo la maggior parte del suo consumo di gas in virtù di un accordo di fornitura con Gazprom per 2,9 miliardi di metri cubi/anno fino al 2022. Nel 2019, Gazprom aveva anche consegnato 3 miliardi di metri cubi alla Grecia e 500 metri cubi alla Macedonia settentrionale, utilizzando la stessa infrastruttura. Oltre a Turkstream, la Russia sta attualmente sviluppando il Nord Stream 2 da 55 miliardi di metri cubi/ anno tra Russia occidentale e Germania, allo scopo di aggirare l'Ucraina.

Israele inizia a esportare gas in Egitto

Israele ha iniziato a esportare gas dai bacini offshore di Tamar e Leviathan verso l'Egitto attraverso i 90 km del gasdotto sottomarino del Mediterraneo orientale (EMG) tra Ashkelon (Israele) e El Arish (Egitto).

Secondo i termini di un accordo da 19,5 miliardi di dollari USA firmato nell'ottobre 2019, la società statunitense Noble Energy ei suoi partner forniranno 85 miliardi di metri cubi di gas naturale dal Leviatano israeliano alla società egiziana Dolphinus Holdings per un periodo di 15 anni.

Le vendite di gas in Egitto sono per uso domestico e riesportazioni sotto forma di GNL. Il progetto Leviathan è di proprietà di Delek Drilling (45.34%), Noble Energy detiene (39.66%) e Ratio Oil Exploration LP (15%), mentre il progetto Tamar è di proprietà di Isramco Negev 2 (28,75%), Noble Energy (25%),

Delek Drilling LP (22%), Tamar Petroleum (16,75%), Dor Gas Exploration (4%) ed Everest Infrastrutture (3,5%).

Ucraina e Russia firmano un nuovo accordo di 5 anni sul transito del gas

Ucraina e Russia hanno firmato un nuovo accordo quinquennale sul transito del gas. Nell'ambito dell'accordo, la compagnia ucraina di petrolio e gas Naftogaz, attraverso la sua consociata Ukrtransgaz, prenoterà le capacità di trasporto di Gazprom per fornire attraverso l'Ucraina 225 miliardi di metri cubi di gas in Europa, nel corso del quinquennio, di cui 65 miliardi di metri cubi nel 2020 e 40 miliardi di metri cubi/anno nel periodo 2021-2024. Gazprom ha anche accettato di pagare Naftogaz US $ 2,92 miliardi, come stabilito durante una procedura di arbitrato dalla Camera di commercio di Stoccolma (SCC) nel 2018; a loro volta, le due società rinunceranno alle loro altre pretese legali l'una nel confronto dell'altra.
Inoltre, il gestore ucraino del sistema di trasporto del gas ha firmato accordi con tutti gli operatori vicini per garantire il transito del gas verso Polonia, Ungheria, Romania, Moldavia e Slovacchia.
L'Ucraina è un'importante rotta di transito per il gas naturale russo verso l'Europa attraverso il sistema ucraino di trasmissione del gas (GTS), gestito da Ukrtransgaz. L'Ucraina ha notevoli capacità di interconnessione con la Russia (capacità di importazione di 246 miliardi di metri cubi/anno e capacità di esportazione di 32,5 miliardi di metri cubi/anno). Il volume di gas russo in transito attraverso l'Ucraina ha raggiunto 87 miliardi di metri cubi nel 2018 (-7% rispetto al 2017). Le tensioni tra i due paesi hanno portato all'interruzione dell'approvvigionamento di gas russo in Ucraina a novembre 2015. L'Ucraina si affida alle sue scorte di gas ed è riuscita a diversificare le sue rotte di approvvigionamento con le importazioni dai paesi dell'UE (Polonia, Ungheria e Slovacchia).
La Russia sta attualmente sviluppando due gasdotti, Nord Stream 2 e TurkStream, con l'obiettivo di aggirare l'Ucraina.

Grecia, Cipro e Israele firmano un accordo sul gasdotto East Med

Grecia, Cipro e Israele hanno firmato un accordo sul progetto del gasdotto East Med lungo 1.900 km, che trasporterà circa 10 miliardi di metri cubi/anno di gas da Israele e Cipro a Creta, Grecia continentale, Italia e altri paesi dell'Europa sud-orientale. Il progetto è sviluppato da IGI Poseidon, una joint venture tra Edison (Italia) e DEPA (Grecia). La decisione di investimento finale (FID) è prevista per il 2022 e il progetto, da $ 6-7 miliardi, potrebbe essere completato entro il 2025. L'accordo arriva in un atmosfera molto tesa a seguito dell'accordo marittimo concluso a novembre 2019 tra la Turchia e il governo libico a cui la Grecia, Cipro e Israele si erano opposti. Il progetto del gasdotto East Med prevede di attraversare una zona economica tra Turchia e Libia e su questo piano la Turchia ha espresso le sue riserve perché sarebbe ridondante con il gasdotto transanatolico (TANAP). Dal 2009 sono stati scoperti molti grandi giacimenti di gas nel bacino del Mediterraneo orientale e le riserve di gas sono ora stimate a oltre 900 miliardi di metri cubi al largo di Israele e ad oltre 128 miliardi di metri cubi al largo di Cipro (giacimento di gas di Afrodite). A dicembre 2017, Cipro, Grecia, Israele e Italia avevano già firmato un protocollo d'intesa (MoU) sul progetto.

PETROLIO

Nel 2019 i prezzi globali del greggio sono stati inferiori di US $ 7/bbl rispetto al 2018

Secondo l'Energy Information Administration (EIA), nel 2019 i prezzi globali del greggio sono stati mediamente inferiori di 7 $/bbl rispetto al 2018, con una media di 64 $/bbl per il greggio Brent (benchmark internazionale) e 57 $/bbl per il greggio West Texas Intermediate (WTI) (benchmark statunitense). I prezzi globali del greggio si hanno subito delle variazioni nel 2019 tra 55 $/bbl e 75 $/bbl per il Brent e tra 47 $/bbl e 66 $/bbl per il WTI - rispetto agli ultimi anni.
Questa dinamica dei prezzi è correlata al continuo aumento della produzione statunitense di petrolio e altri liquidi, che si stima raggiungerà un livello record di 19,6 mb/g nel 2019, il suo livello più alto di sempre. La produzione di petrolio negli Stati Uniti dovrebbe raggiungere una media di 12,3 mb/g nel 2019.
Questa maggiore produzione statunitense potrebbe aver limitato gli effetti sui prezzi dell'attacco alle installazioni petrolifere dell'Arabia Saudita a settembre 2019, dei tagli alla produzione annunciati dall'OPEC a dicembre 2019 e delle sanzioni degli Stati Uniti contro l'Iran e il Venezuela. La produzione di petrolio è diminuita in questi due paesi, come in Arabia Saudita. Nel complesso, secondo l'EIA prevede la produzione totale di OPEC è diminuita del 6,9% da 32 mb/g nel 2018 a 29,8 mb/g nel 2019. La maggiore produzione americana dovrebbe inoltre ridurre le importazioni nette statunitensi di petrolio e di prodotti petroliferi da 2,3 mb/g nel 2018 a 490 kb/g nel 2019. A settembre e ottobre 2019, gli Stati Uniti erano un esportatore netto di petrolio e prodotti per la prima volta dal 1973.

ExxonMobil inizia a produrre petrolio dal giacimento di Liza in Guyana

ExxonMobil ha iniziato la produzione di petrolio dal suo giacimento di Liza al largo della Guyana.
Si prevede che la produzione del giacimento di Liza, situato nello Stabroek Block, raggiungerà la piena capacità di 120.000 barili di petrolio al giorno, nella prima fase (Lisa Phase 1) nei prossimi mesi e il primo carico sarà venduto entro alcune settimane. Il campo sta utilizzando l'unità galleggiante di produzione, stoccaggio e scarico (FPSO) Liza Destiny, che ha raggiunto il paese nell'agosto 2019. Per la seconda fase sarà impiegata una seconda unità FPSO, Liza Unity, con la capacità di produrre fino a 220.000 barili di petrolio al giorno, che è in costruzione per l'avvio e lo sviluppo della Fase 2 di Liza. E in corso la progettazione ingegneristica per un potenziale terzo FPSO, Prosperity, per sviluppare il campo Payara. Il progetto che è in attesa di approvazioni governative e potrebbe iniziare già nel 2023.
Inoltre, ExxonMobil ha fatto una nuova scoperta petrolifera nel blocco di Stabroeck al largo del Mako-1 a sud-est del campo di Liza. Si aggiunge alla base di risorse recuperabili precedentemente annunciata di oltre 6 Gboe. Il blocco Stabroek è gestito dalla consociata di ExxonMobil *Esso Exploration and Production Guyana* con una quota del 45%. Il resto è detenuto da Hess Guyana Exploration (30%) e CNOOC (25%). A settembre 2019, ExxonMobil aveva già effettuato una nuova ricerca petrolifera sul blocco Stabroek, al largo del pozzo Tripletail-1 nella zona del Turbot.

69 licenze di produzione a 28 società sulla piattaforma continentale norvegese

Il Ministero norvegese del petrolio e dell'energia ha assegnato 69 licenze di produzione sulla piattaforma continentale norvegese a 28 società nelle Awards in Predefined Areas - APA 2019 (Aggiudicazioni 2019 nelle aree prestabilite): 33 delle licenze di produzione si trovano nel Mare del Nord, 23 nel Mare di Norvegia e 13 si trovano nel Mare di Barents mentre altre 18 licenze sono una superficie aggiuntiva rispetto alle licenze di produzione esistenti o alle aree basate su accordi. Equinor ha ottenuto 23 nuove licenze di produzione sulla piattaforma continentale norvegese (8 licenze di produzione nel Mare del Nord, 8 nel Mare di Norvegia e 7 nel Mare di Barents), di cui 14 come operatore e 9 come partner. Vår Energi ha ottenuto 17 licenze (7 come operatore), licenze Aker BP 15 (9 come operatore), licenze Neptune 13 (4 come operatore), licenze Lundin 12 (7 come operatore) e DNO 10 (2 come operatore).

La Cina apre il suo settore di petrolio e gas a società straniere

La Cina ha aperto le attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas (E&P) sul suo territorio a società private e gruppi stranieri con un patrimonio netto di almeno US $ 43 milioni a partire da maggio 2020. I permessi di estrazione saranno concessi per 5 anni tramite gare d'appalto e le offerte competitive possono essere prorogate per altri 5 anni, in attesa di una riduzione del 25% dell'area approvata; questa misura è volta a forzare le compagnie petrolifere e del gas statali, che controllano la maggior parte delle potenziali zone, a cedere alcune superfici. In precedenza, le società internazionali erano tenute a collaborare con una società cinese per condurre operazioni di E&P in Cina. Si prevede che questa apertura del mercato attiri gli investitori e aumenti la produzione nazionale di petrolio e gas. La Cina è un importante produttore di petrolio, con circa 194 Mt nel 2018. La produzione di petrolio è aumentata in media del 2 percento all'anno tra il 2000 e il 2015. Da allora è diminuita del 2,5%. La maggior parte della produzione è onshore (90%) e si trova nei campi vicino alla costa nord-orientale (Daqing e Shenghi). La produzione offshore è in pieno sviluppo e il bacino di Bohai (dove operano CNOOC, PetroChina, Kerr-McGee, ConocoPhillips, Chevron Texaco e Shell) è una delle aree più attive. Tuttavia, la Cina attualmente importa circa il 70% del petrolio che raffina e quasi il 50% della sua domanda di gas e mira a incrementare la produzione nazionale di petrolio e gas per ridurre la dipendenza dalle importazioni.

La Bielorussia mira a limitare le importazioni di petrolio russo al 30-40% del suo consumo

La Bielorussia prevede di ridurre la quota delle importazioni di petrolio russo dall'attuale 90% a meno del 40% del suo consumo di petrolio, poiché i due paesi non sono d'accordo sui prezzi per la nuova fornitura e sulla compensazione per le forniture di petrolio dell'estate del 2019. Di conseguenza, la Russia ha interrotto le consegne di petrolio alle raffinerie bielorusse il 1° gennaio 2020 e ha parzialmente riavviato le forniture il 4 gennaio 2020. La compagnia petrolifera statale bielorussa Belneftekhim ritiene che i prezzi russi siano troppo elevati e che debba trovare fonti di approvvigionamento alternative, soprattutto in un contesto di sospensione delle consegne di petrolio. La sua controllata BNK ha firmato un accordo a breve termine per l'importazione di greggio dal giacimento Johan Sverdrup di Equinor in Norvegia attraverso il porto di Klaipeda in Lituania. La Bielorussia intende importare il 30% delle sue forniture di petrolio dai porti del Baltico e circa il 30% dall'Ucraina. Il paese ha già inviato offerte per l'acquisto di petrolio all'Ucraina, Polonia, Kazakistan, Azerbaigian e Paesi baltici. Nel 2019, le esportazioni di petrolio russo in Bielorussia attraverso l'oleodotto Druzhba sono diminuite del 2,2% per raggiungere i 17,6 Mt. Le consegne attraverso l'oleodotto Druzhba rappresentano il 10% del fabbisogno petrolifero dell'Unione europea (UE); la disputa tra Russia e Bielorussia non ha comunque influito sulle esportazioni di petrolio verso l'UE.

L'India lancia la quinta tornata per di offerte per 11 blocchi di petrolio e gas

Nell'ambito della politica di esplorazione e licenza degli idrocarburi (HELP), il governo indiano ha lanciato la quinta tornata di offerte di petrolio e gas per 11 blocchi, con una superficie di circa 19.800 km2. I blocchi offerti si estendono su 8 bacini sedimentari e comprendono 8 licenze onshore e 3 offshore, incluso un permesso per acque ultra-profonde. Le autorità indiane prevedono di generare un impegno di circa 400-450 milioni di dollari. Gli offerenti hanno tempo fino al 18 marzo 2020 per presentare le loro offerte.

La politica HELP, che si basa su un modello di contratto di compartecipazione alle entrate, offre condizioni favorevoli alle compagnie petrolifere e del gas. Dalla metà del 2017, il governo ha messo all'asta 94 blocchi nell'ambito della politica HELP, con l'obiettivo di ridurre la dipendenza delle importazioni di carburante dall'India al 10% entro il 2022 e fino al 50% entro il 2030.

USA: TC Energy prevede di riprendere la costruzione dell'oleodotto Keystone XL

Il gruppo canadese di infrastrutture energetiche TC Energy (precedentemente TransCanada) prevede di iniziare i lavori di pre-costruzione per il suo oleodotto Keystone XL negli Stati Uniti nel febbraio 2020. La costruzione di un segmento di 2 km che attraversa il confine USA-Canada potrebbe iniziare nell'aprile 2020 se l'azienda riceve le approvazioni federali richieste. La società dovrebbe quindi costruire stazioni di pompaggio lungo la rotta del gasdotto a partire da giugno 2020, insieme a un segmento di gasdotto in Nebraska, prima di iniziare la costruzione dei segmenti nel Montana e nel Dakota del Sud nell'agosto 2020.

I lavori proseguiranno nel 2021. Il gasdotto Keystone XL trasporterà 830.000 barili/giorno di sabbie bituminose dell'Alberta (Canada) attraverso Steele City nel Nebraska (Stati Uniti) verso le raffinerie della costa del Golfo del Messico su un percorso di 1.897 km. Il progetto da 8 miliardi di dollari, il cui costo potrebbe essere rivalutato, è stato ripetutamente ritardato e ha ricevuto un veto presidenziale nel 2015. Tuttavia, la nuova amministrazione ha approvato il permesso del oleodotto a marzo 2017. TC Energy è ancora in attesa di una dichiarazione finale di impatto ambientale (FEIS) dal Dipartimento di Stato americano.

Brasile: nel 2019 la produzione petrolio è aumentata del 7,8% a oltre 2,7 mb/giorno

Secondo l'Agenzia nazionale del petrolio, del gas naturale e dei biocarburanti (ANP), la produzione di petrolio del Brasile è aumentata del 7,8% nel 2019 per raggiungere 1,018 Gbl (2,7789 mb/g), tra cui 634 mbl nelle aree Pre-Salt. Anche la produzione totale di gas è aumentata significativamente nel 2019 (+ 9,5%).

Nel novembre 2019, le compagnie petrolifere internazionali non hanno mostrato interesse per l'asta brasiliana a quattro blocchi con riserve totali stimate a 20 Gbl. Petrobras ha ottenuto una partecipazione del 90% nel blocco, mentre i cinesi CNOOC e CNODC hanno condiviso il restante 10%. Petrobras è stata l'unica azienda a fare offerte per il blocco Itapu. Due dei quattro blocchi non hanno ricevuto alcuna offerta e saranno venduti nel 2020.

EIA prevede che la produzione di greggio statunitense aumenterà del 9% nel 2020

Secondo la prospettiva energetica a breve termine pubblicata dalla US Energy Information Administration, la produzione di petrolio greggio e gas negli Stati Uniti ha continuato ad aumentare nel 2019 e dovrebbe seguire una tendenza al rialzo fino al 2021.

Secondo stime preliminari, la produzione di petrolio greggio negli Stati Uniti è aumentata di quasi il 12% nel 2019 e dovrebbe aumentare del 9% nel 2020 e del 3% nel 2021, in particolare nella regione di Permian in Texas e New Mexico. Questa maggiore produzione ha ridotto le importazioni nette di petrolio greggio e di prodotti petroliferi di circa il 78% nel 2019 (fino a 0,5 mb/g) e la EIA prevede che gli Stati Uniti saranno un esportatore netto di petrolio greggio e prodotti petroliferi di 0,8 mb/g nel 2020 e di 1,4 mb/g nel 2021.

La produzione di gas ha raggiunto un nuovo record a 92 miliardi di metri cubi/giorno (2,6 miliardi di metri cubi/giorno, o 950 miliardi di metri cubi/anno) nel 2019. Una produzione più elevata nella regione degli Appalachi dovrebbe aumentare la produzione di gas domestico del 9,3% nel 2020 prima che la produzione diminuisca nel 2021 (-0,6 %).

La minore domanda da parte del settore energetico statunitense e del mercato estero ha ridotto la produzione di carbone del 14% nel 2019 a 597 Mt. Questa tendenza dovrebbe continuare fino al 2021 (-3%) poiché il calo della domanda del settore energetico negli Stati Uniti dovrebbe rallentare e la domanda delle esportazioni dovrebbe stabilizzarsi.

Per quanto riguarda l'elettricità, la EIA si aspetta che la quota di produzione di energia alimentata a gas rimanga stabile, dal 37% nel 2019 al 38% nel 2020 e al 37% nel 2021.

La produzione di energia rinnovabile dovrebbe continuare ad aumentare, dal 17% del mix totale di energia nel 2019 al 19% nel 2020 e al 22% nel 2021, mentre la quota di carbone dovrebbe continuare a ridursi dal 24% nel 2019 al 21% nel 2020 e nel 2021. Si prevede che questo cambiamento nel mix energetico statunitense ridurrà nuovamente le emissioni di CO_2 del 2% nel 2020 e dell'1,5% nel 2021 (-2,1% nel 2019).

La Cina fornirà $ 600 milioni per il progetto della raffineria Dos Bocas nel Messico

Un gruppo di banche cinesi, tra cui la Bank of China e la Industrial and Commercial Bank of China (ICBC), fornirà 600 milioni di dollari in finanziamenti per la costruzione della raffineria Dos Bocas (8 miliardi di dollari) nello stato di Tabasco (Messico del sud). La costruzione della raffineria Dos Bocas da 340.000 bbl/g è stata lanciata ufficialmente a giugno 2019. La compagnia petrolifera nazionale Pemex prevede di completare la costruzione del progetto nel 2022.
Il progetto, che mira a produrre 170.000 bbl/g di benzina e 120.000 bbl/g di diesel, dovrebbe aiutare a ridurre la dipendenza del Messico dalle importazioni di benzina durante lo sviluppo della regione. Il progetto era stato precedentemente assegnato a un gruppo di società straniere attraverso una gara d'appalto, che è stata annullata quando le società hanno presentato date di messa in servizio e costi superiori alle aspettative.
Il progetto è stato poi assegnato a Pemex, che gestisce già 6 raffinerie in Messico. Tuttavia, Pemex è fortemente indebitata e gestisce le raffinerie esistenti a meno di 1/3 della loro capacità. Il progetto potrebbe quindi subire ritardi.

Nel 2019 le sanzioni USA hanno ridotto le esportazioni di petrolio venezuelano

Le esportazioni di petrolio del produttore statale venezuelano PDVSA sono diminuite del 32% per raggiungere 1 mb/g nel 2019, in seguito al calo della produzione di greggio della società a circa 1 mb/g tra gennaio e novembre 2019 e alle sanzioni applicate dagli Stati Uniti alle vendite di greggio dal Venezuela. Dall'aprile 2019, il governo venezuelano non può vendere petrolio agli Stati Uniti senza sanzioni. Le penalità sono inflitte a PDVSA o a qualsiasi altra società controllata dal governo venezuelano per oltre il 50%. A qualsiasi impresa offshore (cioè non con sede negli Stati Uniti) viene vietato l'acquisto di petrolio greggio dalla PDVSA, se utilizza dollari USA per l'acquisto o se sta chiudendo una transazione tramite un istituto finanziario con sede negli Stati Uniti.
Nel 2019, il Venezuela ha venduto il suo petrolio principalmente in Cina (32%), India (22%), Europa (12%) e Cuba (7%). In termini di clienti, l'olio venezuelano è stato acquistato da Rosneft (33,5%), China National Petroleum Corp (CNPC) (11%) e Cubametales (7%).

Pemex investirà oltre 1 miliardo di dollari nel giacimento petrolifero di Xanab in Messico

La compagnia petrolifera messicana Pemex prevede di investire oltre un miliardo di dollari per sviluppare e gestire il giacimento petrolifero offshore di Xanab, situato in acque poco profonde al largo dello stato di Tabasco, nel Golfo del Messico.
La società investirà 734 milioni di dollari nello sviluppo del campo, 246 milioni di dollari in spese operative e 36 milioni di dollari in altre spese.
Pemex è operativa dal 2016, ma la sua produzione è diminuita in modo significativo negli ultimi anni, da un picco di 174 kb/g nel maggio 2017 a 75 kb/g nel dicembre 2019. La National Hydrocarbons Commission (CNH) ha approvato il piano di Pemex che prevede di estrarre 60 mbl di petrolio e circa 1,1 miliardi di metri cubi di gas dal campo di Xanab.

La produzione di petrolio della Norvegia aumenterà del 44% tra il 2019 e il 2024

Secondo le previsioni della direzione norvegese del petrolio (NPD), la produzione norvegese di petrolio passerà da 1,41 mb/g nel 2019 a 1,76 mb/g nel 2020 e 2,02 mbd/g nel 2024 (+ 44%), in quanto i principali giacimenti petroliferi Sverdrup e Castberg entrerà progressivamente in produzione. La produzione totale di liquidi dovrebbe aumentare di oltre il 34% tra il 2019 (1,74 mboe/giorno) e il 2024 (2,33 mb/giorno). La produzione norvegese di gas naturale dovrebbe aumentare del 3% nel 2020 e del 5% nel periodo 2019-2024.
Nonostante un aumento del 4% delle attività di esplorazione nel 2019 con 57 pozzi petroliferi durante l'anno, il NPD prevede un declino nel 2020, con solo 50 pozzi. Nel 2019, la maggior parte delle attività di esplorazione si è concentrata nel Mare del Nord (65%), seguito dal Mare di Norvegia (26%) e dal Mare di Barents (9%). Le aziende hanno effettuato un totale di 17 scoperte nel 2019, di cui 10 nel Mare del Nord, 6 nel Mare di Norvegia e 1 nel Mare di Barents. Nell'ottobre 2019, Equinor ha iniziato la produzione dal giacimento Johan Sverdrup, un gigantesco giacimento di petrolio e gas nella parte norvegese del Mare del Nord con riserve stimate a 2,7 Gboe. Si prevede che la produzione di petrolio aumenterà fino a 440.000 bbl/g nell'estate del 2020 e dovrebbe aumentare ulteriormente a 660.000 bbl/g una volta che la seconda fase entrerà in funzione alla fine del 2022.

CARBONE

Il Consiglio federale tedesco approva la legge sull'uscita dal carbone

Il governo federale tedesco ha approvato un progetto di legge volto a porre fine alla generazione di energia elettrica a carbone entro il 2038, al fine di ridurre le emissioni di gas serra (GHG) del 55% entro il 2030 rispetto al 1990. Il Parlamento federale tedesco, il Bundestag, ha previsto di adottare il testo entro la metà del 2020. Il governo verificherà il processo di eliminazione graduale del carbone, concentrandosi sulla sicurezza dell'approvvigionamento energetico, sui prezzi dell'elettricità e sulla protezione del clima. Il Ministero federale dell'Economia e dell'Energia (BMWi) ha annunciato un piano dettagliato di smantellamento che comprende oltre 17 GW di chiusura di centrali elettriche a carbone e lignite entro il 2038: 2,8 GW saranno chiusi entro la fine del 2022 (gestiti da RWE in Rheinland); altri 5,7 GW entro il 2030, di cui 3 GW gestiti da LEAG (EPH) e 2,7 GW da RWE; e 8,65 GW entro la fine del 2038, di cui 6 GW gestiti da RWE e LEAG (EPH) e 1,8 GW detenuti da EPH.

Dal 2026, controllerà se il ritiro progressivo può essere anticipato di tre anni, vale a dire entro il 2035 anziché nel 2038. La nuova legislazione prevede una compensazione per l'eliminazione graduale di € 165.000/MW nel 2020, scendendo a € 155.000/MW nel 2021-2022 e del 25 percento/anno fino al 2026, raggiungendo € 49.000/MW. Le indennità termineranno nel 2026. Le emissioni di CO_2 nell'ambito del sistema di scambio di quote di emissioni dell'UE (ETS) relative a queste centrali elettriche a carbone saranno annullate. La centrale a carbone Datteln 4 da 1,1 GW sarà comunque commissionata e potrebbe iniziare le operazioni già dalla metà del 2020.

L'adozione della legge sull'uscita del carbone aprirà la strada all'emendamento del disegno di legge per gli aiuti alle regioni carbonifere. Il governo federale tedesco e i governi statali di Brandeburgo, Sassonia, Renania settentrionale-Vestfalia e Sassonia-Anhalt hanno già raggiunto un accordo sul programma di spegnimento delle centrali elettriche a carbone, sulla compensazione finanziaria e sugli aiuti strutturali per le regioni produttrici di carbone e lignite. In effetti, il governo prevede un risarcimento di 40 miliardi di euro per gli stati produttori di carbone e lignite per la chiusura delle centrali elettriche e delle miniere collegate. Gli operatori delle centrali elettriche riceveranno un totale di 4,35 miliardi di euro (2,6 miliardi di euro per la Renania settentrionale-Vestfalia e 1,75 miliardi di euro per i tre stati della Germania orientale).

Enel chiude la sua centrale a carbone di Tarapaca in Cile

Il 31 dicembre 2019 Enel ha interrotto le attività nella centrale a carbone Tarapaca da 158 MW in Cile, molto prima della data di chiusura iniziale di maggio 2020. La controllata Enel Gasatacama Chile è stata autorizzata dalla chiusura del regolatore di energia Comisión Nacional de Energía (CNE) e a scollegare la centrale elettrica a luglio 2019. La centrale termica di Tarapaca è stata commissionata nel 1999 e rappresentava il 25% della capacità totale di energia elettrica a carbone detenuta da Enel in Cile. Enel, la più grande azienda di generazione di energia per capacità installata in Cile, si concentrerà sul funzionamento della sua capacità rinnovabile (4,7 GW su una capacità totale di 7,5 GW), costituita da oltre 3,5 GW di energia idroelettrica, 600 MW di energia eolica, 500 MW di energia solare e 40 MW di energia geotermica.

Questa decisione è in linea con il piano di uscita del carbone presentato dal governo del Cile all'inizio di giugno 2019, che mira a chiudere tutte le centrali elettriche a carbone entro il 2040 e a rendere neutro il settore della generazione di energia elettrica entro il 2050.

Cina: nel 2019 la produzione di carbone è aumentata del 4,2% e le importazioni del 6,3%

Secondo i dati preliminari dell'Ufficio nazionale di statistica, la produzione cinese di combustibili fossili ha continuato ad aumentare nel 2019.

La produzione cinese di carbone grezzo è aumentata del 4,2% nel 2019, in linea con il proseguimento della riforma strutturale dal lato dell'offerta. Sono aumentate del 6,3% anche le importazioni di carbone, beneficiando del calo dei prezzi. Il calo della produzione di petrolio dal 2015 si è invertito nel 2019 registrando un aumento dello 0,8%, poiché i principali giacimenti di petrolio domestico hanno registrato un trend di crescita della produzione.

Sono aumentate anche le importazioni di petrolio del 9,5%, e questo ha intensificato l'attività delle raffinerie cinesi del 7,6%. La produzione cinese di gas è aumentata del 9,8% nel 2019, mentre le importazioni sono aumentate del 6,9%. Infine, la produzione di energia è aumentata del 3,5%.

La Turchia decide di chiudere 5 centrali elettriche a carbone (3 GW)

Il Ministero dell'Ambiente turco ha deciso di chiudere cinque centrali a carbone che non sono riuscite a completare gli investimenti ambientali richiesti prima della scadenza del 31 dicembre 2019. A 13 centrali elettriche a carbone era stato richiesto di installare filtri sui loro camini entro la fine del 2019. Saranno chiuse cinque centrali per un totale di 3 GW, tra cui la Afsin-Elbistan (1.3 GW) a Kahramanmaraş, la centrale Seyitomer (600 MW) a Kütahya, la centrale Kangal (457 MW) a Sivas, la centrale Tuncbilek AB (365 MW) a Kütahya e la centrale Catalagzi (315 MW) a Zonguldak. Inoltre, verrà parzialmente chiusala centrale Soma da 990 MW. Infine, quattro centrali hanno ricevuto autorizzazioni temporanee e le restanti tre centrali hanno ricevuto autorizzazioni complete di esercizio. A dicembre 2019, la capacità installata della Turchia era di 92,3 GW con 20,6 GW di centrali elettriche a carbone e lignite (22%).

L'India modifica la normativa sulle miniere di carbone per aumentare la produzione

Il governo indiano ha promulgato la *Mineral Laws (Amendment) Ordinance 2020* l'ordinanza per la modifica delle leggi sui minerali che mira ad attirare gli investitori nel settore delle miniere di carbone eliminando le restrizioni sull'uso finale. L'obiettivo è favorire gli investimenti nell'estrazione del carbone e ridurre le importazioni, che hanno raggiunto US $ 24 miliardi nell'ultimo anno fiscale. Inoltre, il Ministero dell'Ambiente ha approvato 10 progetti di estrazione del carbone con una capacità totale di 160 Mt/anno e quattro impianti di lavaggio da 31 Mt/anno di carbone. L'elenco dei progetti approvati comprende 7 miniere e 2 impianti di lavaggio con capacità di 141 Mt/anno e 15 Mt/anno rispettivamente proposti da Coal India, tra cui la miniera di carbone a cielo aperto Kusmunda a Chhattisgarh sviluppata dalla consociata di Coal India South Eastern Coalfields e che dovrebbe raggiungere 62,5 Mt/anno alla massima capacità. Queste approvazioni dovrebbero aiutare Coal India a raggiungere i suoi obiettivi di produzione di 750 milioni di tonnellate nel prossimo bilancio, che richiede il raggiungimento di una crescita del 14% rispetto all'obiettivo di 660 milioni di tonnellate dell'anno in corso e un obiettivo di un miliardo di tonnellate entro il 2024, ha affermato un dirigente dell'azienda. Nell'agosto 2019, il governo ha allentato le sue regole di investimento per aprire l'estrazione del carbone a operatori stranieri. Il nuovo regolamento autorizza investimenti diretti esteri al 100% (SFD) nelle miniere di carbone e in tutte le attività di trasformazione connesse, senza l'approvazione del governo o della Reserve Bank of India ("via diretta").

Cina: Shanxi prevede di estrarre gas di carbone dalle miniere di carbone esaurite

La provincia cinese dello Shanxi (Cina settentrionale), una delle più grandi province produttrici di carbone del paese, sta prendendo in considerazione la possibilità di presentare offerte per l'estrazione di gas di carbone dalle miniere di carbone abbandonate, nel tentativo di attrarre investitori. Shanxi ha oltre 2.000 km² di miniere di carbone esaurite, che si stima detengano oltre 72 miliardi di metri cubi di gas di carbone. La provincia dello Shanxi mira a incrementare la produzione di gas di carbone, aumentare gli investimenti locali e aumentare l'uso del gas, migliorando la qualità dell'aria nella regione.

La Francia chiuderà 3 delle sue ultime 4 centrali a carbone entro il 2022

Il governo francese ha presentato un piano per chiudere le restanti quattro centrali elettriche a carbone della Francia. La centrale di Le Havre da 600 MW di EDF sarà ritirata dall'aprile 2021, seguita dalle centrali da 600 MW Saint Avold e da 600 MW Gardanne, entrambe gestite da Gazel Energie (ex Uniper France) entro il 2022. La centrale a carbone da 1.200 MW Cordemais sarà autorizzato a funzionare oltre il 2022, anche se con un funzionamento limitato fino al 2024 o 2026. In effetti, il gestore del sistema di trasmissione di energia francese RTE ritiene che l'impianto sia un elemento chiave per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento alla Francia occidentale, in particolare durante l'inverno, fino al messa in servizio del progetto EPR di Flamanville.

La quota di carbone nel mix energetico francese è diminuita dall'8% nel 1990 al 2% nel 2018. Le ultime 4 centrali a carbone, che rappresentano meno del 2% del consumo di elettricità della Francia, generano quasi il 30% della serra del settore elettrico emissioni di gas (GHG)

RINNOVABILI

Danimarca: nel 2019 l'energia eolica ha coperto il 47% del consumo di energia

Secondo l'operatore di rete danese Energinet, l'eolico ha rappresentato il 47% del consumo di elettricità domestica nel 2019, superando il precedente record del 43% nel 2017. Nel 2018, l'eolico ha rappresentato il 41% della domanda di elettricità della Danimarca. La messa in servizio del parco eolico offshore Horns Rev 3 da 407 MW al largo della costa occidentale danese, gestita da Vattenfall, nel gennaio 2019 ha contribuito in gran parte alla generazione di energia eolica: il parco ha raggiunto la piena operatività alla fine del 2019, con un produzione di 1,7 TWh /anno. L'energia eolica offshore ha coperto il 18% del consumo energetico danese nel 2019, rispetto al 14% nel 2018. La Danimarca sta pianificando tre nuovi progetti eolici offshore entro il 2030, per un totale di 2,4 GW. Nel giugno 2019, il governo ha raggiunto un accordo con tutte le parti del parlamento danese per sostenere la transizione verde verso il 2030. L'accordo include "ingenti investimenti" per raggiungere l'obiettivo del 100% di energia verde entro il 2030, nonché un impegno a ridurre il numero di turbine eoliche terrestri del 70% nel prossimo decennio. Nel dicembre 2019, il Parlamento ha adottato una legge nazionale sul clima giuridicamente vincolante con l'obiettivo di ridurre le emissioni di gas a effetto serra (GHG) del 70% entro il 2030 (rispetto al livello del 1990) e verso emissioni nette zero entro il 2050.

L'Oman punta a 3.050 MW di capacità di energia rinnovabile entro il 2025

La Oman Power and Water Procurement Company (OPWP) ha rivisto il suo piano di sviluppo di energia rinnovabile, che ora mira a raggiungere 3.050 MW di capacità di energia rinnovabile entro il 2025, abbastanza per coprire il 16% della produzione totale di energia in Oman entro questa data. Si tratta di un aumento rispetto ai piani precedenti, che miravano al 10% delle energie rinnovabili entro il 2025. Entro il 2030, l'Oman punta a raggiungere il 30% della capacità di energia rinnovabile.

Il primo progetto rinnovabile, l'Ibri II Solar Independent Power Project (IPP) da 500 MW, dovrebbe essere messo in servizio nel 2021, seguito dai progetti Manah Solar 1 e 2 (550 MW ciascuno) entro il 2023 e dai progetti eolici entro il 2024.

Spagna: Iberdrola completa il progetto solare Núñez de Balboa da 500 MW

Iberdrola ha completato la costruzione del progetto FV solare Núñez de Balboa da 500 MW nei comuni di Usagre, Hinojosa del Valle e Bienvenida nella provincia di Badajóz, in Estremadura. La società ha già ricevuto l'autorizzazione per i test di avvio. La generazione di energia elettrica dovrebbe iniziare nel primo trimestre del 2020. Il progetto da 290 milioni di euro ha ricevuto sostegno finanziario dalla Banca europea per gli investimenti (BEI) (145 milioni di euro) e dall'Instituto de Crédito Oficial (ICO) (140 milioni di euro) a luglio 2019. Il progetto fa parte dei piani di Iberdrola di commissionare 2.000 MW di energia solare ed eolica in Estremadura entro il 2022, che prevede anche i progetti di fotovoltaico solare Ceclavín, Arenales e Campo Arañuelo I e II.

La società prevede di installare 3 GW di nuova capacità di energia rinnovabile in Spagna entro il 2022 e 10 GW entro il 2030. A tal fine, Iberdrola investirà fino a 34 miliardi di euro nel periodo 2018-2022, di cui 13 miliardi di euro per progetti di energia rinnovabile.

Ørsted inizia la costruire del progetto eolico offshore Borssele 1-2

Il gruppo energetico danese Ørsted ha iniziato a installare le fondamenta del suo progetto eolico offshore Borssele 1-2 da 752 MW nei Paesi Bassi, al largo della costa della Zelanda, lanciando ufficialmente la costruzione del progetto. Il parco eolico sarà costituito da 94 turbine eoliche Siemens Gamesa da 8 MW e dovrebbe essere messo in servizio entro la fine del 2020. La società era anche in corsa per la costruzione e l'esercizio dei progetti eolici offshore Hollandse Kust Zuid 3 e 4, costituiti da due zone che offrivano una capacità di almeno 350 MW ciascuna. Tuttavia, il progetto è stato assegnato a Vattenfall a luglio 2019.

Sany Heavy Industries pianifica un progetto eolico da 600 MW in Tanzania

Il produttore cinese di turbine eoliche Sany Heavy Industries ha firmato un accordo con il governo regionale Singida della Tanzania per sviluppare un progetto eolico da 600 MW nella regione centrale del paese. Il progetto potrebbe essere realizzato in più stadi con una prima fase di 100 MW, e sarebbe uno dei più grandi progetti eolici in Africa, superando il progetto Lake Turkana da 310 MW in Kenya. Sany Heavy Industries si rivolge ai mercati eolici emergenti in Africa, America Latina e Asia; il gruppo sta inoltre valutando di investire nel mercato eolico statunitense. Nel marzo 2019, la Tanzania ha lanciato lo sviluppo del parco eolico Miombo Hewani da 300 MW, il primo progetto eolico nel paese che sarà realizzato in tre fasi da 100 MW. La prima fase del valore di $ 250 milioni richiederà 34 turbine e avrà una durata compresa tra 25 e 30 anni.

La capacità di energia rinnovabile dell'India supera 84 GW

Secondo il governo indiano, la capacità di energia rinnovabile installata in India ha superato la soglia di 84 GW a dicembre 2019 (84,4 GW), con una capacità di energia eolica che ha raggiunto 37.280 MW, una capacità solare di 32.530 MW, una capacità di biomassa di 9.940 MW e una piccola capacità di energia idroelettrica di 4.650 MW. Inoltre, sono già in fase di realizzazione altri 36,7 GW (25 GW di energia solare, 9,6 GW di energia eolica, 1,4 GW di energia eolica e ibrida solare e 550 MW di energia idroelettrica di piccole dimensioni) e 29,6 GW in gara (di cui 25,8 GW di energia solare e 2,2 GW di vento). Complessivamente, la capacità installata e in fase di sviluppo potrebbe superare i 150 GW, con oltre 83 GW di energia solare, 49 GW di energia eolica e 10 GW di biomassa.
L'India ha fissato un obiettivo di 175 GW di capacità di energia rinnovabile entro il 2022, inclusi 100 GW dal solare, 60 GW dal vento, 10 GW dalla biomassa e 5 GW dalla piccola energia idroelettrica. Ciò corrisponde a una capacità di potenza cumulativa del 40% da fonti energetiche di combustibili non fossili, in linea con il suo contributo previsto a livello nazionale (INDC). L'India si è anche impegnata a ridurre l'intensità di emissione di CO_2 del PIL del 33-35% rispetto al livello del 2005.

Nel 2019 la Turchia ha speso 5,8 miliardi di euro in regime di sostegno rinnovabile

Nel 2019, il governo turco ha speso € 5,8 miliardi in pagamenti di incentivi nell'ambito del sistema di sostegno alle energie rinnovabili (YEKDEM). Con il programma YEKDEM (2011), la Turchia offre tariffe incentivanti per diverse tecnologie: US $ 7,3c/kWh per energia eolica e idroelettrica, US $ 10,5c/kWh per energia geotermica e US $ 13,3c/kWh per energia solare e biomassa. Nel 2019, ha supportato finanziariamente 777 impianti rinnovabili con una capacità installata di 20,9 GW e una generazione totale di energia di 77 TWh nel 2019. La Turchia mira a produrre il 50% della sua elettricità da fonti energetiche rinnovabili entro il 2023 e sta attualmente lavorando a un nuovo schema che sostituirà il sistema YEKDEM nel 2020.

Germania: TenneT aumenta la capacità di connessione dell'eolico offshore a 7,1 GW

Nel 2019, il gestore del sistema di trasmissione (TSO) tedesco TenneT ha aumentato la capacità di connessione per l'energia eolica offshore a 7.132 MW, superando l'obiettivo del governo federale per il 2020 di 6,5 GW per il Nord e il Mar Baltico. TenneT ha trasmesso la cifra record di 20 TWh di energia eolica dal Mare del Nord tedesco - il 21% in più rispetto al 2018 - sufficiente per coprire il consumo annuale di oltre 6 milioni di famiglie. La società sta attualmente implementando altre tre connessioni di rete offshore che dovrebbero aumentare la capacità di trasmissione nel Mare del Nord a 10 GW nel 2025.
Nel 2019, la società ha anche commissionato la prima connessione di rete offshore nei Paesi Bassi con l'obiettivo di raggiungere 3.500 MW di capacità entro il 2023. Nel 2020, TenneT prevede di commissionare l'interconnettore NordLink da 1.400 MW, un progetto di interconnessione sottomarina HVDC da 525 kV tra Schleswig-Holstein Germania) e Tonstad (Norvegia). Consentirà alla Germania di importare surplus di energia idroelettrica dalla Norvegia, mentre la Norvegia verrebbe rifornita con un surplus di energia eolica e solare tedesca. A lungo termine, TenneT sta prendendo in considerazione gli hub di energia eolica del Mare del Nord, che potrebbero arrivare a 180 GW di energia eolica offshore entro il 2045 per coprire il consumo di elettricità in Europa centrale, con i primi 10-15 GW operativi nei primi anni '30.

Germania: assegnati 500 MW di progetti solari fotovoltaici

Il regolatore di energia tedesco (Bundesnetzagentur o Federal Network Agency) ha selezionato 121 progetti di fotovoltaico solare con una capacità totale di 501 MW nell'ultimo bando solare lanciato il 1° dicembre 2019.
Il bando di gara è stato ha ricevuto molte sottoscrizioni, in tutto 346 offerte con una produzione cumulata di 1.344 MW. I prezzi di offerta variavano tra € 4,7c/kWh e € 6,2 c/kWh e l'offerta media ponderata per volume si attestava a € 5,68c/kWh, vale a dire il 16% al di sopra dell'offerta media di € 4,9c/kWh nel turno preliminare.
I progetti di solare fotovoltaico sono stati premiati in tutti gli stati federali, inclusi 42 progetti solari che saranno sviluppati in Baviera (148 MW), 10 nel Meclemburgo-Pomerania occidentale (80 MW) e 6 nello Schleswig-Holstein (49 MW).

L'Arabia Saudita lancia un'asta per 1,2 GW di progetti fotovoltaici

L'Ufficio per lo sviluppo di progetti di energia rinnovabile (REPDO) dell'Arabia Saudita ha lanciato il terzo round del programma nazionale di energia rinnovabile (NREP), emettendo la richiesta per le qualifiche (RFQ) per quattro progetti di solare fotovoltaico con una capacità combinata di 1,2 GW. Il progetto solare comprende i progetti Ar Rass (700 MW), Saad (300 MW), Wadi Al Dawaser (120 MW) e Layla PV (80 MW). I due progetti più piccoli sono destinati a società di minori dimensioni. Nel gennaio 2019, il REPDO ha lanciato questo secondo round, alla ricerca di manifestazioni di interesse (EOI) per sette progetti fotovoltaici con una capacità combinata di 1,5 GW e che richiedono investimenti per circa 1,5 miliardi di dollari. I progetti fotovoltaici comprendevano Alfaisaliah da 600 MW, Rabigh (300 MW), Jeddah (300 MW), Qurrayat (200 MW), Madinah (50 MW), Rafha (45 MW) e Mahad Duhab (20 MW). Sessanta offerenti selezionati da REPDO a luglio 2019, hanno tempo fino all'inizio di febbraio 2020 per inviare le proposte. L'Arabia Saudita punta a raggiungere 27,3 GW di capacità di energia rinnovabile entro il 2024 e 58,7 GW entro il 2030, di cui 40 GW verranno dal solare e 16 GW dall'eolico terrestre.

La Cina prevede di interrompere i sussidi per l'eolico offshore nel 2021

La Cina ha stanziato 217 milioni di USD per finanziare nuovi progetti di energia solare nel 2020. Un terzo dei finanziamenti andrà a progetti di energia distribuita per utenti residenziali, mentre i due terzi saranno suddivisi tra grandi impianti solari e distribuiti ai progetti energetici per clienti industriali e commerciali. Inoltre, la Cina ha deciso di porre fine ai sussidi per i nuovi progetti di energia eolica offshore e di radiazione solare concentrata (CSP) per ridurre i pagamenti arretrati di sussidi per $ 14,4 miliardi. Saranno ancora concessi sussidi ai progetti eolici offshore e CSP, che hanno già ottenuto l'approvazione e saranno commissionati prima della fine del 2021. Il governo creerà anche un sistema di scambio di quote di certificati verdi nel 2021, con l'obiettivo di rafforzare l'uso di energia rinnovabile e ridurre la sua dipendenza dal carbone. La Cina sta sperimentando uno scambio volontario di certificati verdi dal 2017. Nel gennaio 2019, il governo ha svelato nuove politiche per l'energia solare ed eolica per lo sviluppo di futuri progetti senza sussidi. I progetti di energia rinnovabile genereranno energia allo stesso prezzo delle centrali elettriche a carbone e non dovranno rispettare alcuna limitazione delle quote. A maggio 2019, la Cina ha approvato 250 progetti di energia rinnovabile per un totale di 20.760 MW in 16 province che saranno sviluppati senza sovvenzioni. Nel novembre 2019, la Cina ha deciso di ridurre del 30% le sovvenzioni per l'energia rinnovabile, da 1,15 miliardi di USD nel 2019 a 807 milioni di USD nel 2020. La Cina sta eliminando gradualmente il sostegno pubblico alle centrali elettriche rinnovabili, perché il calo dei costi di produzione sta aiutando i progetti rinnovabili a raggiungere la parità di rete con centrali a carbone e a competere con esse.

Egitto, Etiopia e Sudan concordano sul progetto idroelettrico Renaissance

Egitto, Etiopia e Sudan hanno raggiunto un accordo iniziale sul progetto 6.400 MW della diga *Grand Ethiopian Renaissance Dam* (GERD) sotto l'egida del Dipartimento del Tesoro degli Stati Uniti. L'accordo iniziale copre i dettagli tecnici sulle condizioni di riempimento della diga: il riempimento sarà effettuato in più fasi, tenendo conto delle condizioni idrologiche del Nilo e dei potenziali impatti a valle, durante la stagione delle piogge (luglio-agosto, settembre) e saranno attuati dei meccanismi di coordinamento e disposizioni per la risoluzione delle controversie.

L'Etiopia ha iniziato a costruire il gigantesco progetto idroelettrico sul Nilo nel maggio 2011 (inizialmente progettato a 5.250 MW, ma successivamente incrementato a 6.450 MW), suscitando una feroce opposizione dal vicino Egitto e dal Sudan, che ha ritenuto che sia stato violato un accordo del periodo coloniale che dà loro il diritto al 90% sulle acque del Nilo (l'Etiopia afferma di essere la fonte di circa l'85% dell'acqua totale nel Nilo). Nel 2013, l'Etiopia ha iniziato a deviare un tratto del fiume per il progetto, previsto nel 2015. Le tensioni sul progetto hanno creato dei ritardi e le prime due turbine, con una capacità combinata di 750 MW, dovrebbero iniziare a funzionare nel dicembre 2020 (prima messa in servizio nel 2022).

Arabia Saudita: ACWA Power prevede di investire 10 miliardi di dollari nel 2020

Il gruppo energetico saudita ACWA Power prevede di investire circa 10 miliardi di dollari nel 2020 per sviluppare nuovi progetti in 10 paesi. La società è già attiva in 12 paesi e ha presentato offerte per progetti rinnovabili in cinque nuovi paesi, vale a dire Azerbaigian, Cambogia, Etiopia, Tunisia e Uzbekistan. ACWA Power ha vinto due progetti da 300 MW rinnovabili in Etiopia e ha appena firmato un accordo per lo sviluppo di 200 MW di energia eolica in Azerbaigian. La società sta inoltre sviluppando numerosi progetti di energia rinnovabile in Indonesia (circa 500 milioni di dollari di portafoglio) e prevede di potenziare le sue operazioni in Giordania, Marocco, Arabia Saudita e Emirati Arabi Uniti (Emirati Arabi Uniti).

La EIA prevede 32 GW di nuove capacità eoliche e solari negli Stati Uniti nel 2020

La US Energy Information Administration (EIA) prevede che entro il 2020 saranno installati e messi in servizio 42 GW di nuova capacità energetica. La maggior parte delle nuove capacità sarebbe rinnovabile (76% del totale, vale a dire quasi 32 GW), di cui 18,5 GW dal vento (44%) e 13,5 GW (32%) dal solare. Il resto consisterebbe in capacità di alimentazione a gas (9,3 GW, cioè 22%) e da altre fonti di energia (energia idroelettrica e accumulo di batterie, 730 MW, 2%). Le aggiunte di capacità eolica dovrebbero salire nel 2020, superando il record del 2012 di 13,2 GW, e oltre il 60% di queste capacità dovrebbe essere commissionato nell'ultimo trimestre del 2020, poco prima della scadenza del credito d'imposta sulla produzione statunitense (PTC). Quasi 1/3 della nuova capacità dovrebbe essere installata in Texas (32%), seguita da Oklahoma (6%), Wyoming, Colorado e Missouri (5% ciascuno). Le aggiunte di capacità fotovoltaica solare dovrebbero inoltre superare il record del 2016 (8 GW) con oltre 13 GW commissionate nel 2020. Quattro stati concentreranno più della metà delle aggiunte di capacità solare fotovoltaica su scala industriale, vale a dire il Texas (22%), California (15 %), Florida (11%) e Carolina del Sud (10%). Entro la fine del 2020 sono previsti oltre 5 GW di capacità solare fotovoltaica su piccola scala.

Entro il 2020 dovrebbero essere messe in servizio centrali elettriche a gas per 9,3 GW di cui delle centrali CCGT per 6,7 GW e delle centrali elettriche turbogas per 2,3 GW. Il 70% della nuova capacità sarà aggiunta in Pennsylvania, Texas, California e Louisiana.

Queste nuove capacità dovrebbero compensare il la dismissione di 11 GW di potenza. La metà delle dismissioni (51%) riguarderà le centrali elettriche a carbone (5,8 GW), principalmente nel Kentucky e nell'Ohio, mentre 1/3 interesserà le centrali elettriche a gas (3,7 GW), principalmente in California, e il 14% (1,6 GW) centrali nucleari (reattore indiano Point-2 a New York, che cesserà l'attività nell'aprile 2020 e Duane Arnold Energy Center, nello Iowa, che andrà in pensione a dicembre 2020).

Regno Unito: avviata la costruzione del progetto eolico offshore di Dogger Bank

Dogger Bank Wind Farms, una joint venture 50:50 di SSE Renewables ed Equinor, ha avviato la costruzione preliminare dei progetti eolici offshore Dogger Bank da 3,6 GW, vicino a Ulrome, nello Yorkshire.

I lavori che dovrebbero essere completati entro due anni, includono l'installazione dell'infrastruttura terrestre via cavo Creyke Beck A e Creyke Beck B, e le stazioni di conversione HVDC onshore a East Riding.

Il gigantesco complesso eolico offshore sarà costituito da tre parchi eolici da 1.200 MW: Creyke Beck A, Creyke Beck B e Teesside A, con le nuove turbine Haliade-X di GE, da 12 MW ciascuna. Ai progetti sono stati assegnati dei contratti per differenza (CfD) della durata di quindici anni con un prezzo di compensazione di circa € 48,75/MWh per Creyke Beck A e circa € 51,15/MWh per i progetti Creyke Beck B e Teesside A. La prima generazione di energia è prevista per il 2023. Il progetto potrebbe essere ampliato in seguito.

Portogallo: Galp Energia fa un accordo per l'acquisto delle attività solari di ACS

La società portoghese di petrolio e gas Galp ha raggiunto un accordo con la società di costruzioni spagnola ACS Group per acquisire il portafoglio di progetti solari ACS in Spagna, di cui 900 MW in esercizio e 2 GW in cantiere. La capacità totale installata delle centrali solari incluse nella transazione raggiungerà i 2,9 GW nel 2023. La transazione è stimata in 2,2 miliardi di euro, per l'acquisizione, lo sviluppo e la costruzione dei progetti. Galp Energia pagherà € 450 milioni ad ACS e assumerà passività per € 430 milioni dalle centrali solari in esercizio. Il gruppo investirà quindi circa € 1,3 miliardi nello sviluppo del portafoglio solare da 2 GW. Previa approvazione, la transazione dovrebbe concludersi nel secondo trimestre del 2020. L'acquisizione è in linea con la strategia di Galp Energia di dedicare il 40% del proprio investimento alle opportunità commerciali legate alla transizione energetica. Tenendo conto del potenziale disinvestimento, il gruppo prevede di investire € 1-1,2 miliardi/anno nel periodo 2020-2022.

Belgio: il progetto eolico di Parkwind di 219 MW inizia a produrre energia

Il progetto eolico offshore Northwester 2 nella zona belga del Mare del Nord ha iniziato a generare elettricità, poiché la prima turbina ha iniziato a inviare energia alla rete. Il parco eolico offshore Northwester 2 da 219 MW è sviluppato da un consorzio di Parkwind (70%) e del conglomerato giapponese Sumitomo Corporation (30%). È costituito da 23 turbine MHI Vestas da 164-9,5 MW, ad oggi la più grande turbina eolica. Il costo del progetto è stimato a 700 milioni di euro. La costruzione è ancora in corso e la messa in servizio è prevista per l'estate 2020.

ENERGIA ELETTRICA

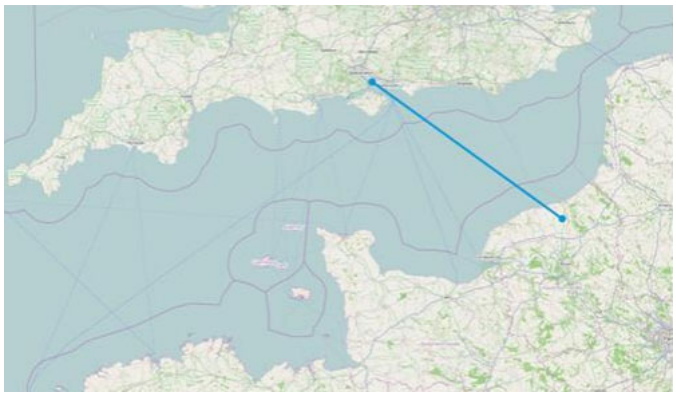
Turchia: nel 2019 il consumo di energia è diminuito dello 0,6%

Secondo la Turkish Electricity Transmission Corporation (TEIAS), la produzione di energia elettrica in Turchia è diminuita dello 0,9% nel 2019, mentre il consumo di elettricità è calato dello 0,6%. Le importazioni di elettricità sono scese di oltre il 10%, mentre le esportazioni sono diminuite del 9,3%. Alla fine di novembre 2019, la capacità installata superava i 91 GW (rispetto agli 88,5 GW di fine 2018). Le fonti energetiche rinnovabili stanno guadagnando slancio: hanno coperto il 46% del mix energetico nei primi 10 mesi del 2019 (fino al 64% comprese le fonti energetiche locali) e la generazione di energia eolica ha addirittura raggiunto il 19% del mix energetico il 15 settembre 2019.

Per quanto riguarda il gas, gli afflussi totali di gas alla rete turca del gas sono diminuiti del 6,3% nel 2019 a quasi 47 miliardi di metri cubi, secondo la Turkish Petroleum Pipeline Corporation (BOTAŞ). La rete di gas turca si estende su 162.000 km, coprendo l'81% della popolazione e raggiungendo una capacità di trasmissione di 318 mcm / d (116 bcm / anno). Inoltre, la capacità totale di stoccaggio del gas ha raggiunto 3,44 miliardi di metri cubi nel 2019. La Turchia ha importato circa 35,5 miliardi di metri cubi di gas tra gennaio e ottobre 2019, oltre a oltre 10 miliardi di metri cubi di GNL.

Nuovo progetto di interconnessione da 2 GW tra Francia e Regno Unito

L'Ispettorato per la Pianificazione, agenzia pubblica responsabile delle applicazioni di pianificazione delle infrastrutture nazionali in Inghilterra e Galles ha accettato la domanda di autorizzazione, per lo sviluppo del progetto di interconnessione elettrica Aquind da 2 GW tra il Regno Unito e la Francia. Aquind è un progetto per una linea sottomarina di trasmissione di corrente ad alta tensione (HVDC) tra Lovedean, vicino a Portsmouth, sulla costa meridionale dell'Inghilterra (Regno Unito) e Dieppe (Normandia, Francia) con una capacità di trasmissione fino a 16 TWh/anno. Il costo totale del progetto è stimato a circa € 1,3 miliardi. Nel settembre 2016, Aquind ha ottenuto una licenza di interconnessione dal regolatore energetico britannico Ofgem per sviluppare il progetto. Se otterà l'autorizzazione dell'Ispettorato della Pianificazione, la costruzione potrebbe iniziare nel 2021 ed essere commissionato nel 2023.



Regno Unito: nel 2019 l'energia a zero emissioni supera i combustibili fossili

Secondo il TSO britannico National Grid, la quantità di elettricità prodotta da fonti di combustibili non fossili nel Regno Unito ha superato quella dei combustibili fossili per la prima volta nel 2019. L'elettricità a emissioni zero ha rappresentato il 48,5% della fornitura di energia elettrica della Gran Bretagna nel 2019, rispetto al 43% generato da combustibili fossili; il restante 8,5% è stato generato da biomassa e rifiuti. Dal 1990, la quota di energia elettrica a zero emissioni di CO_2 è quasi raddoppiata, dal 24,4% al 48,5%, mentre quella del combustibile fossile è scesa dal 75,5% al 43% (quella del carbone è crollata dal 75% al 2,1% nel 2019). Secondo la direttiva europea sulle energie rinnovabili, l'obiettivo nazionale è aumentare la percentuale di energie rinnovabili nel consumo finale di energia al 15% nel 2020 (11% raggiunto nel 2018). Il paese mira a ottenere almeno una riduzione del 100% delle emissioni di gas a effetto serra sulla base dei livelli del 1990.

Cina: il consumo di elettricità è aumentato del 4,5% nel 2019

Secondo il China Electricity Council, il consumo totale di elettricità in Cina è aumentato del 4,5% nel 2019.

Il settore residenziale e dei servizi hanno registrato le crescite più elevate con rispettivamente il 5,7% e il 9,5%, contribuendo a oltre la metà dell'aumento dei consumi.

Il consumo di elettricità nel settore industriale è aumentato del 3,1% e ha rappresentato il 68% del consumo totale di elettricità, contribuendo al 48% della crescita del consumo nel 2019. Il consumo delle industrie ad alta intensità energetica è aumentato del 2% rispetto al 2018. Il consumo di elettricità ha registrato un aumento significativo nelle regioni occidentali (+6,2%), molto più elevato di quello delle regioni orientali (+3,6%). Alla fine del 2019, la capacità di generazione di energia installata ha raggiunto 2.010 GW, stimolata dalla crescita delle capacità di generazione non fossile. La capacità installata era di circa 1.200 GW di capacità termica (+46,5 GW, di cui +28,9 GW erano centrali elettriche a carbone e 6,3 GW centrali elettriche a gas), 360 GW di energia idroelettrica (+3,8 GW), 210 GW di eolico connesso alla rete (+25,7 GW), 200 GW di energia solare collegata alla rete (+26,8 GW) e quasi 49 GW di capacità nucleare (+4 GW). Nel complesso, la produzione di energia elettrica cinese è aumentata del 4,7% nel 2019, innescata dalla generazione di energia nucleare (+18%) e da quella rinnovabile (+5,7% per l'energia idroelettrica, +11% per l'eolico e +25% per il solare). La generazione di energia priva di CO_2 ha quindi rappresentato il 32,6% del mix energetico del Paese. La produzione di energia termica è cresciuta a un ritmo più lento (+2,4%, con +1,7% per la produzione di energia a carbone). Il China Electricity Council prevede che nel 2020 il consumo di energia aumenterà del 4-5%.

Per i nuovi impianti da 120 GW, sono previsti 87 GW di capacità di energia senza CO_2.

Il consumo di elettricità in Russia è rimasto stabile nel 2019

Secondo l'Unified Energy System (SO UPS) della Russia, che gestisce sette sistemi energetici di alimentazione in tutta la Russia ad eccezione delle isole settentrionali e dei sistemi isolati nella Siberia nord-orientale, la generazione di energia nel sistema energetico unificato è aumentata dello 0,9% nel 2019 a 1.080 TWh, mentre il consumo di elettricità è aumentato dello 0,4% nel 2019 a 1.059 TWh. La maggior parte della domanda è stata coperta dalla generazione di energia termica (617 TWh, -0,5% rispetto al 2018).

La produzione di energia idroelettrica è aumentata del 3,6% a 190 TWh e la generazione nucleare del 2,2% a 209 TWh. Anche le centrali elettriche per uso vincolato (centrali elettriche industriali che generano elettricità per il proprio consumo) hanno aumentato il loro livello di produzione (+ 2,1% a 63 TWh).

Per la Russia nel suo insieme, si stima che il consumo di elettricità sia sceso dello 0,1% a 1.075 TWh, mentre la generazione di energia è leggermente aumentata (+ 0,4%) a 1.096 TWh. Il picco di consumo energetico è stato registrato il 24 gennaio 2019 a 151.661 MW, ovvero 213 MW al di sotto del livello di picco del 2018.

Nel 2019 il Belgio è stato un esportatore netto di elettricità

Secondo Elia, l'operatore belga del sistema di trasmissione di energia elettrica, la produzione di energia rinnovabile dall'eolico e dal solare in Belgio è cresciuta del 17% nel 2019, grazie a una maggiore produzione eolica offshore, un'elevata produzione di energia solare durante i mesi estivi e un significativo aumento della produzione di energia eolica durante i mesi invernali. A dicembre 2019, l'eolico e il solare hanno raggiunto un record del 16% nel power mix (circa il 14% nel 2019).

Anche l'alimentazione in Belgio è migliorata grazie alla maggiore disponibilità di centrali nucleari: la generazione di energia nucleare è aumentata del 31% rispetto al 2018, quando diversi reattori non erano disponibili. Nel complesso, nel 2019 il nucleare ha rappresentato quasi il 49% del mix energetico, vicino al livello del 2017. Anche la generazione di energia alimentata a gas è leggermente aumentata, poiché le centrali 470 MW Seraing e 255 MW Vilvoorde erano nuovamente in attività; la quota di gas nel power mix è passata dal 24% nel 2018 al 27% nel 2019.

Di conseguenza, il Belgio, che era un importatore netto di elettricità nel 2018 (importazioni nette di oltre 17 TWh, vale a dire il 20% della fornitura totale di energia elettrica), ha ridotto le importazioni di elettricità e addirittura è diventato un esportatore netto di elettricità nel 2019 (esportazioni nette di 1,8 TWh, vale a dire circa il 2% del mix di potenza).

Egitto e Sudan commissioneranno 1.000 km di interconnessione elettrica nel 2020

Secondo quanto dichiarato dal Ministero dell'Energia egiziano, un progetto di interconnessione di 1.000 km tra Egitto e Sudan ha iniziato le operazioni il 12 gennaio 2020. La linea elettrica inizialmente avrà una capacità di 50 MW e raggiungerà 240 MW prima della fine del 2020. Il progetto è stato realizzato dalla Egyptian Electricity Transmission Company (EETC) in collaborazione con Larsen & Toubro (L&T). Per il progetto sono stati necessari circa 32 milioni di dollari di investimenti.

Il progetto di interconnessione fa parte del più ampio corridoio di trasmissione di energia nord-sud, lungo 8.000 km, che si estenderà dall'Egitto attraverso il Sudan, il Sud Sudan, l'Etiopia, il Kenya, il Malawi, il Mozambico, lo Zambia, lo Zimbabwe in Sudafrica. Una volta costruito, collegherà i pool energetici dell'Africa orientale e meridionale (EAPP e SAPP) e in particolare trasmetterà l'energia generata dalla diga Great Renaissance in Etiopia.

EMISSIONI CO_2

La Slovenia punta alla neutralità del carbonio entro il 2050

La Slovenia prevede di diventare carbon neutral entro il 2050, riducendo il consumo di combustibili fossili e promuovendo soluzioni sostenibili per edifici, industria e trasporti. Il ministero delle Infrastrutture mira ad adottare una legge sulla neutralità del carbonio nel 2020.

Secondo il suo progetto di piano nazionale per l'energia e il clima che dovrebbe essere approvato nei prossimi mesi, la Slovenia punta a ridurre le emissioni di gas serra (GHG) del 15% entro il 2030, rispetto al 2005 e secondo il regolamento sulla condivisione degli oneri. Nel settore dell'edilizia, il consumo finale di energia negli edifici dovrebbe essere ridotto del 30% entro il 2030 rispetto al 2005 e le fonti di energia rinnovabile dovrebbero coprire almeno i 2/3 del loro consumo energetico, al fine di ridurre le emissioni di gas a effetto serra degli edifici di almeno 70 % entro il 2030 (rispetto al 2005). Nel complesso, le energie rinnovabili dovrebbero coprire il 27% del consumo finale di energia della Slovenia entro il 2030.

La Slovenia prevede di ridurre progressivamente il consumo di carbone e di chiudere gradualmente la sua ultima centrale a carbone al più tardi entro il 2050. La centrale nucleare di Krsko, che dovrebbe cessare le operazioni nel 2043, potrebbe essere sostituita da un'altra unità nucleare (prevista per il 2027).

L'UE svela il suo piano di investimenti da € 1.000 miliardi per un'Europa sostenibile

La Commissione europea ha svelato il suo piano di investimenti per l'Europa sostenibile, volto a finanziare il Green Deal e rendere l'Europa il "primo continente neutro" nel 2050. Si prevedono degli investimenti per € 1.000 miliardi in un periodo di 10 anni, sia dal bilancio dell'UE sia da fondi privati e con un ruolo importante svolto dalla Banca europea per gli investimenti (BEI).

La CE fornirà incentivi per sbloccare e reindirizzare gli investimenti pubblici e privati verso progetti sostenibili, in particolare incoraggiando il bilancio verde e gli appalti. La Commissione aiuterà inoltre direttamente le autorità pubbliche e gli sviluppatori di progetti.

Inoltre, è stato ideato un sistema per raccogliere almeno 100 miliardi di euro nel periodo 2021-2027 per mitigare l'impatto della transizione energetica nelle regioni più colpite dell'Unione europea (UE). Si prevede che il cosiddetto Just Transition Mechanism (JTM) riceverà € 7,5 miliardi di finanziamenti aggiuntivi dal bilancio a lungo termine dell'UE (2021-2027), € 45 miliardi di investimenti mobilitati nell'ambito di InvestEU (per attrarre investimenti privati) e € 25- 30 miliardi di investimenti mobilitati grazie a un meccanismo di prestito del settore pubblico con la BEI sostenuta dal bilancio dell'UE.

Presentato a dicembre 2019, il Green Deal europeo copre tutti i settori dell'economia, in particolare i trasporti, l'energia, l'agricoltura, gli edifici e le industrie come acciaio, cemento, tecnologia dell'informazione e delle comunicazioni (TIC), tessili e prodotti chimici. Si concentrerà sul miglioramento dell'uso efficiente delle risorse attraverso il raggiungimento di un'economia pulita e circolare, sull'arresto del cambiamento climatico e sulla riduzione dell'inquinamento.

Raggiungere le emissioni di gas serra netti zero (GHG) entro il 2050 richiederà di aumentare l'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra dall'attuale obiettivo del 40% al 50-55% (obiettivo del 55% soggetto a un'analisi costi-benefici). La Commissione europea intende aumentare l'efficienza energetica (anche raddoppiando o addirittura triplicando il tasso di ristrutturazione degli edifici), interconnettendo i sistemi energetici, integrando meglio le energie rinnovabili con le reti, decarbonizzando il settore del gas e sviluppando il pieno potenziale dell'eolico offshore europeo.

Il Messico inizia ad attuare il suo programma pilota di scambio di quote di emissioni

Il Messico ha iniziato ad attuare il suo sistema pilota di scambio di quote di emissione (ETS) che è stato lanciato il 1° gennaio 2020. L'ETS sarà attuato in due fasi: una fase di prova triennale che consente alle società dei settori dell'energia e dell'industria di conoscere il comportamento di un mercato delle emissioni; la fase operativa che seguirà il 1° gennaio 2023. I grandi emittenti coinvolti nella prima fase sono quelli che emettono più di 100 ktCO2/anno - rappresentano oltre il 90% delle emissioni di CO2 del Messico - tra cui l'industria degli idrocarburi e la produzione di energia.

Austria: carbon neutral entro il 2040

Il nuovo governo austriaco prevede il raggiungimento della neutralità del carbonio entro il 2040. Per raggiungere la neutralità del carbonio entro questa data, l'Austria stabilirà un prezzo per le emissioni di CO_2 e cercherà di raggiungere 100% della produzione di energia rinnovabile entro il 2030. Inoltre, lavorerà per rendere il trasporto aereo meno conveniente e più conveniente il trasporto ferroviario. La bozza del piano nazionale austriaco per l'energia e il clima mira a ridurre le emissioni di gas a effetto serra (GHG) ai sensi del regolamento sulla condivisione degli sforzi Effort Sharing Regulation (ESR) del 36% entro il 2030 rispetto al 2005 (rispetto a una riduzione del 16% prevista con le misure esistenti). Prevede inoltre di aumentare la quota di energia rinnovabile nel consumo finale lordo di energia dal 32,6% nel 2017 al 45-50% entro il 2030 e di ridurre il consumo di energia primaria del 7,7% tra il 2017 (32,5 Mtep) e il 2030 (30 Mtep) e il consumo finale di energia del 12% in questo periodo (da 28,4 Mtep a 25 Mtep).

Norvegia: Equinor mira a ridurre le emissioni quasi a zero nel 2050

Equinor ha presentato un piano per ridurre entro il 2030 del 40% le emissioni di gas serra (GHG) dai suoi campi offshore e dagli impianti onshore, fino ad arrivare al 70% nel 2040 e a quasi zero nel 2050. Le emissioni totali per gli impianti norvegesi di Equinor sono state pari a circa 13 $MtCO_2$ nel 2018, circa allo stesso livello del 2005, anno che viene utilizzato come base per la riduzione delle emissioni. Richiedendo un investimento di € 5 miliardi, la prima fase del programma sarà raggiunta attraverso misure industriali su larga scala, tra cui l'efficienza energetica, la digitalizzazione e il lancio di numerosi progetti di elettrificazione nei campi e impianti chiave (Hammerfest, Troll e Oseberg nei campi offshore). Questo consentirà una riduzione delle emissioni di 5 $MtCO_2$, pari a circa il 10% delle emissioni totali annue. Per ridurre le emissioni di GHC del 70% nel 2040 e vicino allo zero nel 2050, Equinor pianifica ulteriori misure, progetti di elettrificazione, consolidamento delle infrastrutture e opportunità di sviluppo di nuove tecnologie. Presume che la sua produzione di petrolio e gas in Norvegia sarà più che dimezzata rispetto al livello attuale.

Indonesia: un sistema sperimentale di scambio di quote di emissioni

Il governo indonesiano prevede di istituire un sistema sperimentale di scambio di quote di emissioni entro la fine del 2020. Includerebbe la produzione di energia, la produzione di cemento, i fertilizzanti, la pasta di legno e la carta. Il progetto potrebbe essere presentato per l'approvazione al presidente a marzo 2020. Dopo la fase pilota, l'ETS completo potrebbe essere lanciato nel 2024. Le emissioni di CO_2 derivanti dalla combustione di energia stanno aumentando rapidamente (circa il 4,5%/anno dal 1990), passando da 147 $MtCO_2$ nel 1990 a 522 $MtCO_2$ nel 2018. L'Indonesia si è impegnata a ridurre le emissioni del 26% rispetto al normale business (BaU) entro il 2020 e del 29% entro il 2030.

L'NDC ha menzionato anche l'obiettivo di una possibile riduzione del 41% entro il 2030 con l'assistenza internazionale.

Energia nucleare

Francia: l'unità 1 della centrale nucleare di Tricastin potrà operare oltre i 40 anni

L'autorità francese per la sicurezza nucleare (ASN) ha consentito a EDF di riavviare l'unità 1-915 MW della centrale nucleare di Tricastin nel sud della Francia, che era stata chiusa per quasi 7 mesi a causa di una revisione eccezionale destinata a consentirle di continuare a funzionare oltre i 40 anni. EDF ha investito circa 250 milioni di euro per migliorare la sicurezza del reattore che è stato ricollegato alla rete elettrica. L'unità 1 della centrale nucleare di Tricastin è la prima nel parco francese ad aver superato la sua quarta "visita decennale". Le due prime unità da 915 MW della centrale nucleare di Tricastin sono state commissionate da EDF nel 1980. Nel 2010, l'ASN ha prolungato la vita operativa dell'unità 1 di Tricastin per 10 anni, oltre i 30 anni regolamentari (fino al 2020). L'emissione di un avviso di riavvio da parte dell'ASN è un primo passo verso la possibile autorizzazione a far funzionare i reattori per un ulteriore decennio (fino a 50 anni). Questo processo richiederà almeno altri due anni. L'ASN emetterà un avviso generico per tutti i reattori da 900 MW entro la fine del 2020. Ci sarà quindi un'indagine pubblica nel 2021. Sulla base del rapporto dell'ASN, che sarà inviato al Ministero della transizione ecologica, il governo deve decidere se autorizzare il proseguimento dell'attività del reattore fino a 50 anni.

Il regolatore nucleare russo estende la vita del reattore Rostov-1 fino al 2031

Il servizio federale di supervisione ambientale, industriale e nucleare russo Rostechnadzor ha rinnovato la licenza operativa per la prima unità della centrale nucleare di Rostov, prolungando la vita operativa del reattore fino alla fine del 2031. La centrale nucleare di Rostov è composta da quattro reattori VVER-1000 con una potenza installata di 1.000 MW ciascuno (950 MW netti). Rostov-1 è stato messo in esercizio commerciale nel dicembre 2001, Rostov-2 nel dicembre 2010, Rostov-3 nel settembre 2015 e Rostov-4 nel settembre 2018. Nel 2019, i quattro reattori hanno generato 33,9 TWh di elettricità. Dalla sua messa in servizio alla fine del 2001, Rostov-1 ha generato oltre 148 TWh.

Vattenfall ritira la centrale nucleare di Ringhals-2 in Svezia

Vattenfall ha disattivato l'unità 2 della centrale nucleare di Ringhal in Svezia, dopo 44 anni di attività e 215 TWh di generazione. I reattori nucleari Ringhals-1 e 2, rispettivamente da 881 MW e 807 MW, furono commissionati nel 1975 e nel 1976. Si prevede che Ringhals-1 chiuderà nel 2020.
Nel settembre 2015, gli azionisti della centrale nucleare di Ringhals, in questo momento Vattenfall (70,4%) ed E.ON (29,6%), hanno raggiunto un accordo per la chiusura dei due reattori, a causa della riduzione dei prezzi dell'elettricità e dell'aumento dei costi di produzione negli anni a venire. La decisione è stata annunciata da Vattenfall nell'aprile 2015 e ha richiesto l'approvazione di E.ON, che stava contestando la chiusura anticipata. Le azioni E.ON nello stabilimento appartengono ora a Sydkraft, una consociata della società tedesca Uniper. Gli altri cinque reattori nucleari Ringhals 3 e 4 di Vattenfall (rispettivamente 1.063 MW e 1.115 MW) e Forsmark 1, 2 e 3 (rispettivamente 984 MW, 1.120 MW e 1.170 MW) funzioneranno per almeno 60 anni, fino all'inizio 2040. Inoltre, i piani di investimento per le unità 3 e 4 di Ringhals non saranno interessati e dovrebbero rimanere in funzione fino al 2041 e 2043.

Emirati Arabi: nel 2020 entra in servizio il primo reattore nucleare di Barakah

La Emirates Nuclear Energy Corporation (ENEC) ha confermato che il primo reattore del progetto nucleare Barakah ad Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti) dovrebbe iniziare l'attività commerciale all'inizio del 2020. A marzo 2018, Barakah-1 è entrato nella fase di test prima della revisione normativa e la ricezione della licenza operativa da parte dell'Autorità federale degli Emirati Arabi Uniti per il regolamento nucleare (FANR).
La prima centrale nucleare degli Emirati Arabi Uniti è composta da quattro unità APR1400 da 1.400 MW. L'impianto, la cui costruzione è iniziata nel 2013, è stato realizzato da Korea Hydro & Nuclear Power (KHNP), un'unità di Korea Electric Power Corporation (Kepco). L'operatore della struttura sarà Nawah Energy, una joint venture tra ENEC e Kepco. Una volta completata, la centrale coprirà quasi il 25% del fabbisogno elettrico nazionale.

Russia: nel 2019 la generazione di energia nucleare ha raggiunto un nuovo record

Secondo il gruppo nucleare Russina Rosenergoatom, la generazione di energia nucleare in Russia ha raggiunto un nuovo record nel 2019, raggiungendo 208,8 TWh (+ 2,2% rispetto al record precedente del 2018). Rosenergoatom, che controlla le centrali nucleari russe, aveva in programma di produrre 202,7 TWh nel 2019. I maggiori contributi al nuovo record sono stati la centrale nucleare di Rostow (33,8 TWh), la centrale nucleare di Kalinin (31 TWh) e la centrale nucleare di Balakovo (30 TWh). Nel 2018 sono stati commissionati tre reattori nucleari Leningrad II-1 da 1.085 MW, Novovoronezh II-2 da 1.114 MW e Rostov/Volgodonsk-4 da 1.011 MW e hanno funzionato a pieno regime nel 2019. La generazione di elettricità dal nucleare rappresenta il 19% della produzione totale di energia in Russia e nella parte europea del paese raggiunge il 40%. in Russia sono in funzione in 11 centrali nucleari, 38 reattori con una capacità installata lorda totale di oltre 31 GW.

La Romania cerca di far funzionare il reattore di Cernavoda-1 fino al 2026

La società rumena Societatea Nationala Nuclearelectrica (SNN) ha aggiudicato un contratto da 10,8 milioni di dollari (9,7 milioni di euro) a Candu Energy, una consociata di SNC-Lavalin, per analisi ingegneristiche e valutazioni del reattore nucleare Candu Unità 1 da 650 MW Cernavoda, con l'obiettivo di prolungare la durata dell'impianto di altre 35.000 ore. Tale estensione consentirà all'unità 1 Cernavoda di continuare a funzionare in sicurezza fino a quando non sarà pronta per la ristrutturazione nel 2026. L'unità 1 è stata commissionata nel dicembre 1996. La seconda unità Candu da 650 MW è entrata in produzione nel 2007. Nell'ottobre 2019, Candu Energy e Ansaldo Nucleare hanno ricevuto un contratto di servizi di ingegneria per eseguire valutazioni delle condizioni dell'unità nucleare Cernavoda 1. Il progetto di ristrutturazione potrebbe prolungare la durata dell'unità di 30 anni.

Il paese mira ad aumentare la sua capacità elettrica a Cernavoda aggiungendo due reattori Candu con una potenza nominale di 720 MW ciascuno. La costruzione fu sospesa nel 1992 e le unità incompiute furono conservate. Nel 2015, SNN ha firmato un protocollo d'intesa con China General Nuclear (CGN) per rilanciare il progetto, in base al quale CGN prenderà una partecipazione del 51% nel progetto, che ora è stimato costare fino a € 7,2 miliardi anziché i € 4 miliardi originali. La messa in servizio è prevista per il 2027 al più presto.

Germania: EnBW ferma l'unità-2 della centrale nucleare di Philippsburg

EnBW ha disconnesso la seconda unità (1.402 MWe netti, 1.468 MWe lordi) della centrale nucleare di Philippsburg da 2.292 MW nel Baden-Württemberg dalla rete tedesca di trasmissione di energia dopo 35 anni di funzionamento. Il reattore entrerà in demolizione nella seconda metà del 2020.

Philippsburg 2 è stato collegato alla rete nel dicembre 1984 ed è stato commissionato nell'aprile 1985. Dalla sua messa in servizio, ha prodotto circa 10 TWh/anno di elettricità (oltre 355 TWh). All'inizio del 2016, EnBW ha presentato una domanda di disattivazione e smantellamento del reattore al Ministero dell'Ambiente del Baden-Württemberg e gli è stato permesso di fermarlo a dicembre 2019. Il primo reattore valutato 890 MW è stato commissionato nel 1979: essendo uno dei più vecchi reattori nel paese, è stato fermato nel marzo 2011 insieme ad altri 7 reattori anziani, a seguito del disastro di Fukushima in Giappone.

La Francia prevede di rivedere la tariffa regolamentata dell'elettricità nucleare

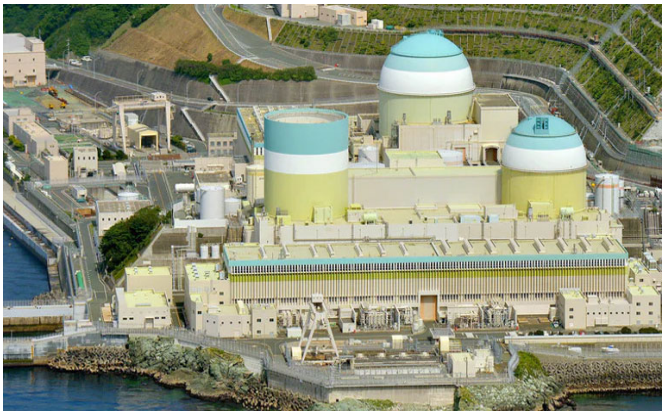
Il governo francese ha accettato di rivalutare il meccanismo ARENH (Accès régulé à l'électricité nucléaire historique, 2010), che obbliga EDF a vendere parte della sua generazione nucleare (fino a 100 TWh/anno, circa un quarto della sua produzione) sul mercato all'ingrosso a un prezzo regolamentato ("prezzo ARENH"), fissato dalla CRE a € 42/MWh dal 2012. Questo livello è inferiore al prezzo medio dell'elettricità sui mercati all'ingrosso europei (circa € 47/MWh) e le richieste di fornitori alternativi per il 2020 sono aumentate di oltre il 10% a dicembre 2019 (a 147 TWh). Il nuovo ARENH costringerebbe EDF a vendere quasi tutta la sua generazione di energia nucleare (circa 360 TWh) a un prezzo garantito con una gamma di circa € 6 (cap e floor). EDF venderebbe la sua produzione nucleare sul mercato europeo e il "prezzo nucleare" verrebbe fissato ex post, come media dei prezzi di mercato ponderati per i volumi venduti ai fornitori di elettricità. EDF riceverà un premio se i prezzi di mercato sono inferiori al prezzo minimo, ma dovrebbe rimborsare parte del prezzo se i prezzi di mercato dovessero superare il massimale. Queste entrate stabili aiuterebbero EDF a investire nel suo importante programma di manutenzione della flotta nucleare ("Grand Carénage"), stimato da EDF a € 51 miliardi in un periodo di dieci anni. Il meccanismo ARENH scadrà il 1° gennaio 2026.

La Turchia cerca nuovi partner per il progetto nucleare Sinop

Il ministero dell'Energia e delle risorse naturali della Turchia potrebbe cercare nuovi partner per il progetto di energia nucleare Sinop. Un consorzio guidato da Mitsubishi Heavy Industries ha condotto uno studio di fattibilità, ma i programmi per il completamento e la determinazione del prezzo del progetto non erano in linea con le aspettative del governo turco, spingendo il governo a rivalutare il suo partner principale.

Nel 2013, la Turchia e il Giappone hanno deciso di collaborare allo sviluppo della centrale nucleare Sinop da 4,5 GW sul costo del Mar Nero. La centrale Sinop sarà composta da quattro reattori ATMEA1 (generazione III + reattori ad acqua pressurizzata), con una potenza nominale di 1.100 MW ciascuno. L'accordo è stato ratificato dal parlamento turco nel 2015. La data di messa in servizio del progetto rimane poco chiara. La Turchia sta inoltre sviluppando la centrale nucleare di Akkuyu, che sarà composta da quattro reattori VVER da 1.200 MW. Le prime due unità sono già in costruzione e dovrebbero essere commissionate nel 2023 e nel 2025, rispettivamente. Altre due unità dovrebbero essere commissionate a partire dal 2025.

Il tribunale giapponese sospende le operazioni nel reattore nucleare Ikata-3



L'Alta corte di Hiroshima ha ordinato all'utility giapponese Shikoku Electric Power di sospendere le operazioni nel suo reattore nucleare Ikata 3 (846 MW) ribaltando una sentenza del 2019 del tribunale distrettuale di Yamaguchi, che riteneva che l'operatore dell'impianto avesse dimostrato la sicurezza dell'impianto in caso di terremoti o eruzioni vulcaniche. Ikata-3 è l'unico reattore nucleare utilizzabile di Shikoku Electric.

Chiuso per manutenzione dalla fine di dicembre 2019, dovrebbe ripartire tra qualche mese, ma ora dovrà rimanere inattivo in attesa di un ricorso in tribunale.

Il reattore Ikata-3, commissionato nel 1994 nella prefettura di Ehime, è rimasto inattivo nel 2011 dopo il disastro di Fukushima. La prefettura di Ehime ha dato la sua approvazione per il riavvio del reattore nell'ottobre 2015 e nel marzo 2016 è stata rilasciata anche l'approvazione dell'autorità giapponese di regolamentazione nucleare (NRA). Shikoku Electric ha riavviato il reattore nell'agosto 2016, ma la società ha dovuto rimanere inattiva per circa un anno nel 2017 dopo una decisione del tribunale. L'Alta corte di Hiroshima aveva quindi consentito alla società di riprendere l'attività a settembre 2018.

CGN ritarda la messa in servizio dei reattori nucleari Hongyanhe-5-6 in Cina

China General Nuclear (CGN) ha ritardato la messa in servizio della seconda fase della centrale nucleare di Hongyanhe nella provincia di Liaoning (Cina nord-orientale): l'unità 5 inizierà le operazioni nella seconda metà del 2021, cioè un anno dopo l'inizio pianificato e unità-6 nella prima metà del 2022, ovvero 6 mesi dopo il programma. La costruzione dei due reattori ACPR1000 progettati da General General Nuclear (CGN) da 1.080 MWe è iniziata rispettivamente a marzo e luglio 2015 e in precedenza erano previsti per essere operativi a novembre 2019 e ad agosto 2020. L'unità 5 è entrata in fase di messa in servizio a ottobre 2018 (test funzionale a freddo), mentre l'unità 6 è ancora in fase di installazione dell'apparecchiatura.

La centrale nucleare di Hongyanhe è attualmente composta da quattro reattori ad acqua pressurizzata da 1.087 MWe CPR-1000. I primi due reattori sono stati commissionati nel giugno 2013 e maggio 2014, rispettivamente, e l'unità 3 nell'agosto 2015. La costruzione della quarta unità è iniziata nell'agosto 2009 ed è stata commissionata nel settembre 2016. La centrale nucleare di Hongyanhe è di proprietà e gestita da Liaoning Hongyanhe Nuclear Power, una joint venture tra CGNPC e China Power Investment (45% ciascuno), mentre il Dalian Municipal Construction Investment detiene il 10%.

POLICY

L'Ungheria presenta la sua strategia nazionale per l'energia e il clima

Il governo ungherese ha presentato i principali obiettivi della sua strategia nazionale per l'energia e il clima, che mira a raggiungere una generazione di energia neutra al carbonio al 90% entro il 2030, principalmente dal nucleare e solare. L'Ungheria manterrà la capacità nucleare, promuoverà la produzione di energia rinnovabile e sostituirà i combustibili fossili nel settore dei trasporti. Ridurrà inoltre le importazioni di elettricità dall'attuale media del 30% del consumo di elettricità (46% nel 2018) a meno del 20%. Le autorità stimano che il raggiungimento della neutralità climatica entro il 2050 costerebbe fino a 148,8 miliardi di euro, producendo elettricità priva di CO_2, sostituendo l'uso di gas e raggiungendo il 100% del trasporto elettrico.

Dal 2000 l'Ungheria ha ridotto le emissioni di CO_2 del 32% e il consumo di energia del 15%. Le autorità ungheresi stanno attualmente elaborando un piano d'azione per il clima, che comprenderebbe impegni per ripulire i fiumi, vietare lo scarico illegale di rifiuti e dotare tutte le città di autobus elettrici entro il 2022. Inoltre, l'Ungheria si impegna a ridurre le emissioni di gas serra di almeno il 40% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990 e aumentare la quota di energie rinnovabili nel consumo finale di energia dall'attuale 13% al 21% entro il 2030. Entro la fine del 2020, il Ministero dell'Innovazione e della Tecnologia (ITM) prevede di sviluppare una strategia nazionale di sviluppo a lungo termine per raggiungere la neutralità climatica del 2050.

La Colombia presenta il piano nazionale per l'energia entro il 2050

L'unità di pianificazione delle miniere di energia (UPME) della Colombia ha pubblicato il suo piano nazionale per l'energia fino al 2050, che mira a garantire l'accesso all'elettricità a tutti e a ridurre le emissioni di CO_2 per mitigare gli effetti dei cambiamenti climatici. Secondo il piano, la domanda di energia della Colombia aumenterà di circa il 60% nei prossimi 30 anni, con un consumo di elettricità e gas che aumenterà più rapidamente del consumo di petrolio. Gran parte dell'aumento del consumo di elettricità sarà collegato a un crescente utilizzo delle tecnologie eoliche e solari. In effetti, la Colombia cercherà di diversificare il proprio mix energetico, aumentando la sua capacità di energia rinnovabile al fine di ridurre le emissioni di CO_2 del 22,5% entro il 2050 (rispetto a uno scenario BAU).

La capacità installata di energia solare ed eolica dovrebbe salire a 2.500 MW, in aumento da circa 100 MW a fine 2019 (18 MW di energia eolica e 93 MW di energia solare). Il consumo di petrolio dovrebbe diminuire del 20% entro il 2050 a causa dei progressi della mobilità elettrica e del gas; il settore dei trasporti rappresenta attualmente quasi il 40% del consumo finale di energia in Colombia (2018). Il piano stima che ci sarà un deficit di gas in Colombia entro il 2024: il paese cercherà di garantire nuove fonti di gas e sviluppare nuove infrastrutture di importazione e trasmissione del gas.

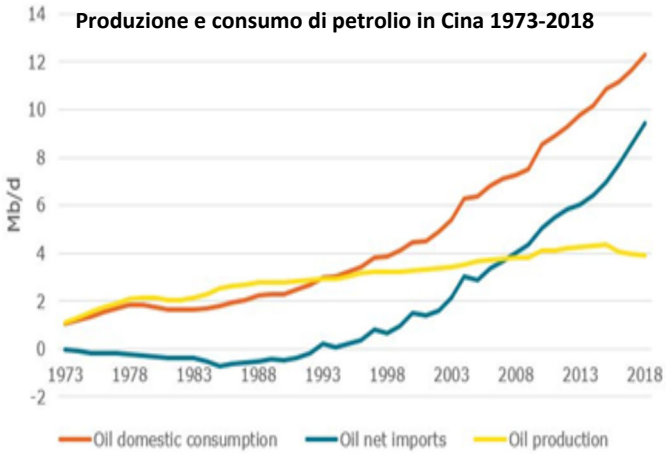
La Spagna dichiara l'emergenza climatica e mira alla neutralità climatica entro il 2050

Il nuovo governo spagnolo ha dichiarato una "emergenza climatica", annunciando che stabilirà 30 linee prioritarie di azioni per combattere i cambiamenti climatici. Una legge sul clima sarà deferita al Parlamento per raggiungere le **zero emissioni nette** entro il 2050, un sistema di alimentazione rinnovabile al 100%, trasporti a zero emissioni (per autovetture e veicoli commerciali) e un settore agricolo a emissioni zero. Inoltre, la Spagna presenterà il suo secondo piano nazionale di adattamento ai cambiamenti climatici che includerà la revisione degli indicatori di impatto. Il governo lavorerà anche su politiche per agire contro la povertà energetica e garantire una transizione energetica regolare.

Nel suo piano nazionale integrato 2021-2030 per l'energia e il clima (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, PNIEC), la Spagna ha già fissato un obiettivo di generazione di energia rinnovabile al 100% entro il 2050. Il consumo finale di energia da fonti rinnovabili dovrà raddoppiare entro il 2030 e le energie rinnovabili dovrebbero coprire il 74% del mix energetico entro il 2030.

La strategia energetica della Cina in Africa

Fino a che punto la Cina è presente nel continente africano e per quali motivi? Quali politiche sostengono le sue azioni? La politica energetica della Cina è limitata, poiché deve importare sempre più petrolio e gas per alimentare la sua crescita economica in un contesto di produzione interna limitata. Ciò crea vulnerabilità dal lato dei fornitori poiché la Cina cerca di diversificare le sue fonti e dal lato dei trasporti, poiché la principale rotta di importazione è marittima e la marina americana ha un controllo efficace dei mari. Per affrontare questi problemi, la Cina ha lanciato la Belt and Road Initiative, che è diventata il pilastro principale della sua diplomazia economica. L'Africa svolge un ruolo importante all'interno di questo piano in parte per le sue risorse energetiche, per sviluppare l'esposizione internazionale delle compagnie petrolifere cinesi, come base di supporto per la presenza militare cinese all'estero e per assicurare alleati sulla scena internazionale.



La Francia aggiorna il suo piano energetico decennale per i DPI

Il Ministero francese per la transizione ecologica e solidale ha svelato la proposta aggiornata del piano energetico PPE (Programmation Pluriannuelle de l'Énergie), che definirà la politica energetica della Francia nel periodo 2019-2028. La versione rivista è disponibile per la consultazione fino al 19 febbraio 2020.
Il DPI rivisto mira a ridurre le emissioni di gas serra (GHG) del 40% tra il 1990 e il 2030 e a ridurre il consumo finale di energia del 20% entro il 2030, in particolare il consumo di energia fossile, che dovrebbe essere ridotto del 40% entro il 2030. Entro il 2028, il consumo primario di carbone dovrebbe essere ridotto dell'80% (rispetto al 2012), quello del petrolio del 34% e quello del gas del 22%.
Mira anche a limitare la quota di nucleare nel mix energetico da oltre il 70% al 50% entro il 2035, chiudendo 14 reattori nucleari entro il 2035, inclusa la centrale di Fessenheim (dal 2020). Si stanno prendendo in considerazione i ritiri di reattori da 900 MW a Blayais, Bugey, Chinon, Cruas, Dampierre, Gravelines e Tricastin. A EDF potrebbe essere chiesto di chiudere due reattori nel 2025-2026 e altri due alla visita del quinto decennio del 2027 e 2028.
Il DPI mira ad aumentare la percentuale di energie rinnovabili nel consumo finale di energia al 33% entro il 2030. La capacità rinnovabile dovrebbe essere aumentata nei prossimi anni con la capacità eolica terrestre che dovrebbe più che raddoppiare a 33,2-34,7 GW e il solare fotovoltaico capacità di aumentare di cinque volte a 35,1-44 GW nel 2028. Anche la capacità eolica offshore dovrebbe salire, a 2,4 GW nel 2023 e a 5,2-6,2 GW nel 2028. Le gare si terranno per sostenere lo sviluppo di capacità rinnovabile: due gare da 925 MW all'anno per l'eolico onshore a partire dalla metà del 2020, due gare da 1 GW all'anno per impianto fotovoltaico a terra, tre gare da 300 MW all'anno per il tetto solare e una gara da 35 MW all'anno per l'energia idroelettrica. Per l'eolico offshore, le gare si terranno nel 2020 (1 GW di eolico offshore nella Manica e nel Mare del Nord), nel 2021 (250 MW di eolico fluttuante nella Bretagna meridionale, da 500 MW a 1 GW di eolico offshore nell'Atlantico), nel 2022 (due gare d'appalto da 250 MW nel Mar Mediterraneo, da 500 MW a 1 GW di eolico offshore nell'Atlantico), nel 2023 (1 GW di eolico offshore) e dopo il 2024 (1 GW all'anno). Questi obiettivi dovrebbero aiutare la Francia a raggiungere il suo obiettivo di neutralità del carbonio entro il 2050.

Mercati energetici

I volumi di elettricità scambiati sulla piattaforma EEX sono aumentati del 4%

Nel 2019, i volumi degli scambi sui mercati EEX in Europa hanno raggiunto livelli record. Sui mercati dell'energia elettrica, i volumi scambiati sui mercati spot sono aumentati del 4% a 598 TWh, di cui 506 TWh scambiati sui mercati diurni (+2,5%) e 92 TWh sul mercato infragiornaliero (+11%). I volumi scambiati sono saliti di quasi il 33% sul mercato dei derivati elettrici a 5.830 TWh, di cui 1.857 TWh i derivati elettrici USA (+79%) e 3.973 TWh di derivati elettrici europei (+ 19%). A metà del 2019, l'EEX includeva dei futures regolati finanziariamente per la Bulgaria, Serbia e Slovenia, estendendo così le negoziazioni per un totale di 20 aree europee di mercato.
I volumi di gas scambiati sui mercati europei del gas naturale sono aumentati del 30% a 2.542 TWh, di cui 1.454 TWh scambiati sui mercati spot (+31%) e 1.088 TWh sui mercati dei derivati (+28%).
EEX, attraverso Nodal Exchange, ha negoziato contratti di gas negli Stati Uniti a settembre 2019 (4,1 TWh).
Il gruppo EEX ha inoltre negoziato 1.138,5 MtCO2 nel 2019, ovvero il 61% in meno rispetto al 2018. Il gruppo ha effettuato 217 aste sul mercato primario di quote di emissione dell'UE (EUA) e quote UE di trasporto aereo (EUAA) con un volume di 594 MtCO2 (-27%) e ha negoziato 544 MtCO2 sul mercato secondario (-74%).

Saudi Aramco utilizza l'opzione di "over-allotment" con l'aumento record dell'IPO

Saudi Aramco, la compagnia petrolifera nazionale dell'Arabia Saudita ha esercitato la sua "'opzione di over-allotment" (o "opzione greenshoe") per vendere ulteriori 450 milioni di azioni a causa dell'elevata domanda di azioni. Questa opzione ha aumentato le dimensioni dell'offerta pubblica iniziale (IPO) di 3,8 miliardi di dollari a un record di 29,4 miliardi di dollari. L'Arabia Saudita è ora valutata a circa 1.850 miliardi di dollari, la più grande valutazione al mondo. L'IPO di Saudi Aramco è stata lanciata a dicembre 2019 ed è stata sottoscritta 4,7 volte in eccesso, ottenendo 25,6 miliardi di dollari USA. Circa l'1,5% della società è stato venduto, al prezzo di US $ 8,53 per azione, il che ha consentito a Saudi Aramco una valutazione di mercato di US $ 1,700 miliardi. L'Arabia Saudita ha cercato di migliorare l'appello della società promettendo un dividendo annuo di $ 75 miliardi, modificando le aliquote fiscali e di royalty e riducendo la spesa in conto capitale a lungo termine per favorire i flussi di cassa. Il governo ha rivelato l'idea di una IPO di Saudi Aramco nel 2016, cercando di raccogliere fino a $ 100 miliardi, con una doppia quotazione sulla borsa nazionale e su una borsa all'estero. I proventi della vendita saranno assegnati al Fondo per gli investimenti pubblici, per aiutare il regno a sviluppare una attività industriale non solo nel campo del petrolio e a creare posti di lavoro per una popolazione in crescita.

Mobilità elettrica

Progressi nell'adozione della mobilità elettrica nei Paesi Bassi con ABB e Qbuzz

Poiché i Paesi Bassi mirano a ridurre del 95% le emissioni entro il 2050, hanno richiesto all'ABB di fornire oltre 100 carica batterie rapidi ad alta potenza per i 99 autobus completamente elettrici della flotta Qbuzz.

L'impegno dei Paesi Bassi che tutti i nuovi autobus saranno privi di emissioni entro il 2025 è un passo avanti rispetto all'annuncio che ABB sta lavorando con uno dei maggiori operatori di trasporto pubblico del paese, Qbuzz, per fornire più di 100 caricabatterie per elettrificare parte della sua flotta di autobus. Le soluzioni ad alta potenza e ricarica rapida di ABB offrono una un mezzo intelligente ed economico per caricare le grandi flotte di autobus elettrici durante la notte e in viaggio, garantendo un trasporto a emissioni zero durante il giorno. Nella parte settentrionale dei Paesi Bassi, nell'ambito della concessione di Groningen/Drenthe, ABB ha installato 62 stazioni di ricarica ad alta potenza da 100 kW nei depositi Qbuzz a Emmen, Appingendam, Stadskanaal, Oude Pekela, Zoutkamp, Surhuisterveen e Assen. Con un intervallo di tensione di 150-850 V CC, i carica batterie verranno utilizzati per caricare la flotta durante la notte.

Nel frattempo, nel sud-ovest, nell'area di servizio DMG Dordrecht, ABB ha installato 38 carica batterie Terra 54 da 50 kW a 150-920 V.

ABB ha inoltre fornito sei soluzioni di ricarica intelligenti HVC-300 Pantograph Down (PD) per la ricarica su percorso, che sono stati installati in punti della rete regionale intorno a Dordrecht, tra cui Drechtsteden, Alblasserwaard e Vijfheerenlanden. Questo carica batterie per bus 300PD ad alta potenza forniscono 300kW di potenza e permettono di ricaricare il bus in 3-6 minuti, a seconda della potenza di cui il bus ha bisogno per terminare il suo percorso. Si basano sulla Opportunity Charging, un concetto di ricarica del bus elettrico con corrente continua che utilizza un pantografo montato sull'infrastruttura. Ciò consente di caricare gli autobus alla fine della linea, senza influire sul normale funzionamento del percorso.

Secondo Frank Muehlon, responsabile dell'attività globale di ABB per le soluzioni di infrastruttura di mobilità elettrica, ABB è stata selezionata per la qualità, l'affidabilità e la connettività

delle sue soluzioni. Muehlon ha dichiarato: "*ABB è riconosciuta come leader globale nelle soluzioni di e-mobility e con la nostra Mission to Zero dimostriamo il nostro impegno a scrivere un futuro più sostenibile sia per l'industria che per le comunità residenziali.*

Siamo lieti di aver collaborato con Qbuzz in questi progetti di riferimento. L'installazione dei nostri caricabatterie veloci e ad alta potenza consentirà una ricarica notturna efficiente e rapida per aiutare i Paesi Bassi a realizzare la sua visione a emissioni zero per le sue reti di trasporto pubblico, dando un esempio ad altri mercati in Europa"

Per garantire la disponibilità 24 ore su 24 dell'infrastruttura di ricarica, le soluzioni ABB beneficiano dei servizi connessi ABB Ability™, che consentono agli operatori di reti di ricarica per mobilità elettrica di eseguire attività in remoto come il monitoraggio di diagnosi e aggiornamenti, pagamenti online e gestione dell'energia, garantendo al contempo livelli elevati di sicurezza e disponibilità del servizio. Ciò riduce al minimo i tempi di fermo 24 ore su 24 e mantiene bassi i costi di gestione.

Tim van Twuijver, responsabile del programma EV di Qbuzz, ha dichiarato: "*In quanto attori ambiziosi e innovativi nel mercato olandese della mobilità regionale, cerchiamo di collaborare con organizzazioni affini per realizzare le nostre ambizioni di un futuro dei trasporti sostenibile per i Paesi Bassi. ABB è stata una scelta naturale per noi*"

.In futuro, con l'aumentare della domanda di veicoli elettrici (EV) nei Paesi Bassi, la soluzione di ricarica da 50kW di ABB offrirà anche a Qbuzz la flessibilità di fornire ricarica per le auto private insieme al normale funzionamento. "Questo fa parte del nostro approccio alle soluzioni che consentono agli operatori di estendere la loro offerta di servizi.

ABB è leader mondiale nelle soluzioni di mobilità elettrica, offrendo l'intera gamma di soluzioni di ricarica ed elettrificazione per auto elettriche, autobus elettrici e ibridi, nonché per navi e ferrovie. ABB è entrata nel mercato dell'e-mobility nel 2010 e ha venduto oltre 13.000 carica batterie rapidi ABB DC in oltre 80 paesi. ABB ha recentemente ricevuto il premio Global E-mobility Leader 2019 per il suo ruolo nel adottare soluzioni di trasporto sostenibili.

ABB opera in oltre 100 paesi con circa 147.000 dipendenti.

In crociera la prima nave a GNL

La nuova ammiraglia di Costa Crociere, costruita nel cantiere finlandese Meyer Turku, è alimentata a gas naturale liquefatto (LNG), il combustibile fossile a basso impatto ambientale che rappresenta una vera e propria innovazione per l'intero settore delle crociere. La nave Costa Smeralda, 180 mila tonnellate, è la prima nave della flotta a utilizzare, in porto e in navigazione, il gas naturale liquefatto. Sara così possibile migliorare la qualità dell'aria e proteggere l'ambiente, eliminando quasi totalmente le emissioni di ossidi di zolfo e particolato. Verranno anche ridotte le emissioni di ossido di azoto e di CO_2.

Accordo Eni, Inalca e Havi Logistics per la mobilità sostenibile da fonti rinnovabili

Eni, Inalca e Havi Logistics hanno siglato il primo accordo nazionale per la produzione e l'utilizzo di biometano per autotrazione prodotto da scarti agroalimentari nel settore delle carni. L'iniziativa dà il via a un'innovativa filiera energetica per la transizione verso un sistema di trasporto a basso impatto basato interamente su fonti rinnovabili. Con il supporto tecnologico di Eni per la gestione del complesso processo di conversione energetica degli impianti e l'impegno di Havi Logistics per l'utilizzo del bio-metano nelle nuove flotte di automezzi impiegate nel trasporto carni, si realizzerà una filiera energetica integrata, in grado di valorizzare scarti e rifiuti di lavorazione per il loro riutilizzo nel contesto dello stesso sistema che li ha generati, realizzando un esempio concreto di economia circolare.

ENEA ed Eni, progetto internazionale DTT da 600 milioni di euro

ENEA ed Eni, hanno creato una alleanza strategica per l'energia del futuro, sostenibile, sicura e inesauribile. L'intesa prevede un grande polo scientifico-tecnologico sulla fusione DTT (Divertor Tokamak Test), che verrà realizzato nel Centro Ricerche ENEA di Frascati (Roma) dalla società DTT Scarl, di cui Eni avrà il 25%, ENEA il 74% e il Consorzio CREATE l'1%.

ENEL X, in Italia il primo progetto di aggregazione di unità di accumulo residenziali

Per la prima volta in Italia i sistemi residenziali di accumulo di energia potranno offrire servizi di bilanciamento alla rete elettrica grazie alla sperimentazione avviata da Enel X, la linea di business del Gruppo Enel dedicata ai prodotti innovativi e alle soluzioni digitali, in collaborazione con RSE (Ricerca Sistema Energetico). Secondo quanto dichiarato da Enel, il progetto è stato lanciato nelle province di Brescia, Bergamo e Mantova e i primi accumuli residenziali sono stati inseriti negli aggregati UVAM (Unità Virtuali Abilitate Miste) a fine dicembre 2019.
La sperimentazione permette di aggregare sistemi residenziali di accumulo di energia per consentire anche agli utenti privati di partecipare ai programmi di gestione attiva della domanda attraverso le UVAM. Queste consentono la partecipazione delle risorse distribuite alla fornitura di servizi di flessibilità alla rete elettrica; fino a poco tempo fa ciò era riservato solo ai grandi impianti di produzione o ai carichi industriali. Con questa iniziativa sono inseriti nelle UVAM anche i primi accumuli residenziali gestiti da Enel X, in qualità di aggregatore, all'interno di una sorta d'impianto virtuale che offre servizi di rete.

ENEL GREEN POWER, 80 MW nella prima asta Italia del GSE

Enel Green Power si è aggiudicata nella prima asta FER indetta dal GSE (Gestore Servizi Energetici) 60 MW di nuova capacità rinnovabile per 3 progetti eolici e 20 MW di potenza derivante dal rifacimento di impianti eolici e idroelettrici già in servizio. È quanto riportato in una nota da Enel. In particolare, l'azienda ha partecipato alla gara da 500 MW destinati a nuovi progetti eolici e solari e a quella da 60 MW per rifacimenti di impianti idroelettrici ed eolici con potenza superiore a 1 MW.
Per quel che riguarda la nuova capacità, i tre impianti eolici sono in Sicilia, Molise e Campania e i lavori di costruzione verranno avviati nel 2020, con entrata in esercizio nel 2021. Per il potenziamento e l'estensione della vita utile di 4 impianti già operativi, i cantieri di rifacimento verranno realizzati tra il 2020 e il 2021 in Molise, Sardegna, Piemonte e Toscana.

Convegni nazionali ed internazionali

18 febbraio 2020 - L'energia che fa bene all'Italia - Le proposte dei manager sull'economia circolare - 10:30 a **Roma** presso la Sala del Tempio di Adriano - Nel corso del convegno verrà presentato il **Rapporto** annuale realizzato da Federmanager e da AIEE e giunto alla sua terza edizione **"Transizione verde e sviluppo. Può l'economia circolare contribuire al rilancio del sistema Italia?"**. Organizzato da Federmanager ed Elettricità Futura con la collaborazione dell'AIEE

4 marzo 2020 - **Il settore energetico nel 2019 e le prospettive per il 2020 -** l'assegnazione del ***Premio Energia sostenibile "Edgardo Curcio".*** Roma, sala Auditorium del GSE - ore 09.00-13.30

4-5 Marzo 2020 - **Biomass PowerON 2020 - Hilton Slussen**, Stoccolma: https://fortesmedia.com/files/files/events/2020/Biomass_PowerON2020/BIOMASS_POWERON_2020.pdf

10-12 marzo 2020 - **Energy Storage 2020** - Expo e Convegno Internazionale per lo Stoccaggio Energetico - Fiera di Düsseldorf, https://www.honegger.it/IT/fiere.nsf/fiera-fiere/energy-storage-2020-dusseldorf-germania.html

13-14 marzo 2020 - **7th International Congress Trade Fair RENEXPO® Energy, Waste & Water** - Belexpocentar, Belgrado, http://renexpo-belgrade.com/en/home-en/

18 marzo 2020 - **Il G20 e la governance economica globale** I risultati delle ultime Presidenze, le priorità saudite e la Troika delle Presidenze. organizzato dalla Confederazione CIU e l'Istituto Italiano Quadri - Sede Nazionale della CIU – Via Antonio Gramsci, 34 – Roma ore 17.00.

25 marzo 2020 - **SolarPower Summit**, l'appuntamento annuale di SolarPower Europe - il più importante evento sullo sviluppo del fotovoltaico, riunisce oltre 300 rappresentanti del settore energetico e si svolgerà a Bruxelles. http://www.solarpowersummit.org/registrations-2020/

26-28 marzo 2020 - EnergyMEd - la Mostra Convegno sulle Fonti Rinnovabili e l'Efficienza Energetica nel Mediterraneo – Napoli Mostra di Oltremare http://www.energymed.it/

27-30 aprile 2020 - **EUBCE 2020 - Verso la bioeconomia - 28ma Conferenza ed Esposizione Europea sulle Biomasse** - Marsiglia, Chanot Convention and Exhibition Centre http://www.eubce.com/registration.html

13-15 maggio 2020 - **5th HAEE Annual Symposium - "Energy Transition V: Local and Global Perspectives"** - Divani Caravel Hotel, Athens, Greece - CALL FOR PAPERS: Abstract submission deadline: **7 febbraio, 2020**

13 Maggio 2020 - **Smart Building Conference 2020** - Infrastrutture, applicazioni, esperienze in ambito pubblico e privato - Milano – contattare: alessia.pesce@soiel.it - 02 26148855

3-4 giugno 2020 - **European Electric Vehicle Batteries Summit – organizzato da ACI** - Rotterdam, Olanda. https://www.wplgroup.com/aci/event/european-electric-vehicle-batteries-summit/ contatto: toladipo@acieu.net

21-24 giugno 2020 - **The 43rd IAEE International Conference - "Energy and Climate, Working hand in hand."** Parigi, Palais des Congrès - https://iaee2020paris.org/

43RD IAEE PARIS 2020 INTERNATIONAL CONFERENCE

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