

Gas e Elettricità Oggi

Edito da Alba Soluzioni

		VTP 70/30	PSV SS 70/30	GR04SS 70/30	Power 70/30	MAGI-Q	
ottobre finale	66,9864	69,3146	27,2816	109,9658	163,6268	17,3915	Q221 finale
novembre rolling	94,5610	94,7733	45,7982	181,6033	238,2693	25,2249	Q321 finale
novembre oggi	87,6000	89,3500	41,9500	163,8500	220,2500	43,4767	Q421 finale

Gas e spread al PSV (€/MWh)

	Δ Wk	PSV	PSV/GR07	PSV/TTF	PSV/NCG	PSV/VTP
BoM	-9,50	87,50	60,80	-1,60	-2,15	-1,90
Nov	-10,60	87,60	59,90	-2,40	-2,40	-1,75
Dic	-10,00	90,30	61,50	0,00	0,10	0,65
Gen	-9,65	90,60	60,70	0,20	0,30	0,90
Q122	-9,40	88,95	58,35	0,65	0,60	0,50
Q222	2,00	46,90	14,60	1,10	0,70	0,45
Q322	0,55	44,55	11,95	1,05	0,70	0,50
Sum-22	1,65	45,25	12,55	1,15	0,75	0,10
Win-22	1,70	44,35	12,15	1,05	0,75	0,70
Cal 22	-1,35	55,85	23,70	1,00	0,70	0,30
Cal 23	1,25	33,80	3,10	0,90	0,65	0,45

In calo il gas per l'inverno sulla scia della debolezza delle quotazioni spot, malgrado le prime erogazioni dai centri di stoccaggio

La debolezza delle quotazioni spot, malgrado i primi giorni di erogazione netta dai centri di stoccaggio, visto l'avvio della stagione di accensione degli impianti di riscaldamento dell'Inv21 nell'Europa continentale, è stata ritenuta il principale fattore trainante il calo dei prezzi per l'inverno rilevato questa settimana. Sebbene 4 giorni siano stati

[Continua pagina seguente](#)

Notizie

Enel: progetto di conversione di Fusina	5
Ancora assente la risposta del consumo	6
Produzione idroelettrica in calo	7
Scende il clean spark spread PEG per il Q1	8
Aste sugli interconnettori per novembre	9
Avanzano i progetti di Eni sulla CCS	10
Prenotati di capacità per novembre	11
In rialzo i valori di send-out europei	12
Aumenta il consumo delle zone di distribuzione	13
Giacenze nei centri di stoccaggio europei	15
Riempito di gas il primo tratto del NS2	17
Retrospectiva sul Q321 - seconda parte	19
Notizie flash	26

Elettricità e spread di baseload (€/MWh)

	Δ Wk	Italia	It/Fr	It/Ger	Clean SS PSV	Clean GR04
BoM	-0,20	222,55	29,95	74,50	21,05	144,85
Nov	-17,75	220,25	-1,00	39,25	18,55	140,50
Dic	-17,25	226,35	-30,50	40,85	19,15	144,15
Gen	-21,70	223,00	-42,00	30,00	15,05	138,60
Q122	-19,90	208,00	-15,50	33,50	3,40	122,00
Q222	2,40	115,50	23,50	16,70	-3,50	25,80
Q322	1,15	119,85	-0,60	9,90	5,65	29,55
Sum-22	1,85	116,50	24,40	16,75	0,85	25,90
Win-22	1,45	120,20	-1,55	8,10	6,25	30,80
Cal 22	-3,70	139,90	8,25	19,15	2,70	50,50
Cal 23	0,00	93,90	10,40	8,55	1,30	7,20

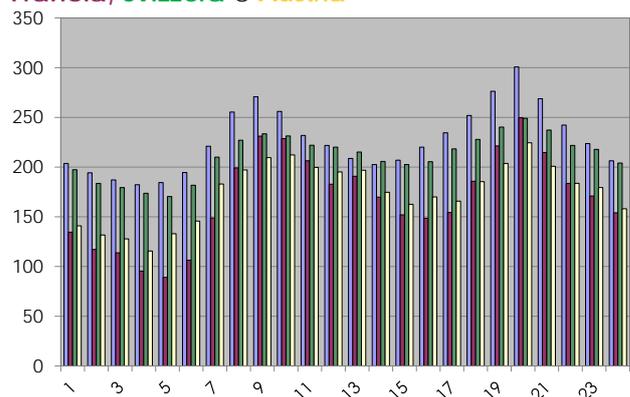
Il premio dell'elettricità di baseload francese per il Q1 rispetto a quella italiana scende a 15,50 €/MWh

Il rialzo della domanda e il crollo della produzione da fonti rinnovabili, causato dalla riduzione delle produzioni eolica e idroelettrica, sono stati compensati solo in parte dall'incremento registrato dalle importazioni nella settimana fino a venerdì.

Visto che il ricorso alla produzione termoelettrica italiana ha evidenziato un aumento pari a 2,7 GW, il clean spark spread PSV è raddoppiato salendo a

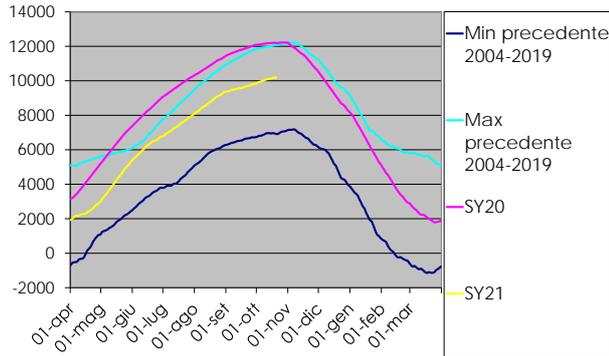
[Continua alla pagina seguente](#)

Media dei prezzi spot in €/MWh per ogni ora nei 7 giorni fino al 22 ottobre 2021 in **Italia** e **Francia**, **Svizzera** e **Austria**



Il gas...

Giacenza nei centri di stoccaggio di Stogit in milioni di mc:

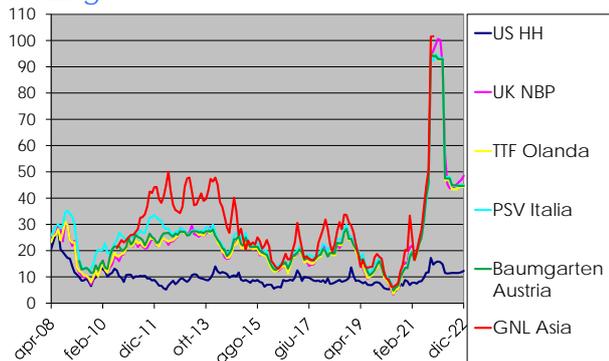


caratterizzati da erogazioni nette, il risultato complessivo della settimana fino a martedì è stato un'iniezione netta e si prevede che il ritorno ad operazioni di iniezione in quella di martedì, causato da un'elevata produzione eolica tedesca che ha ridotto la domanda di gas, si protrarrà anche la prossima settimana.

Visto che dalle citazioni dei rappresentanti politici riportate dagli organi di stampa russi si allude al fatto che un ulteriore incremento delle forniture richiederebbe l'avvio del Nord Stream 2, le aste sulla capacità per il mese successivo offrono scarse prospettive di aumento degli approvvigionamenti russi nel mese di novembre, considerato che non si è assistito ad un incremento delle prenotazioni rispetto ai livelli di ottobre (vedi articolo a pag.17). La dichiarazione secondo cui il primo tratto del gasdotto sarebbe stato riempito di gas e sarebbe pronto a rifornire l'Europa, potrebbe aver compensato i risultati delle aste ad effetto rialzista. Ciononostante l'aumento dei prezzi dal Q222 in avanti, malgrado il calo di quelli di carbone e CO₂, alluderebbe al fatto che il restringimento del mercato del gas possa essere una situazione non risolvibile entro l'estate.

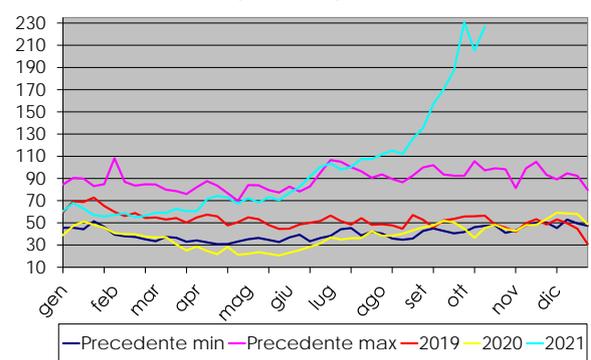
[Continua alla pagina seguente](#)

Prezzi gas in €/MWh:



L'elettricità...

Prezzi medi settimanali dell'elettricità riferiti alla stessa settimana (€/MWh):

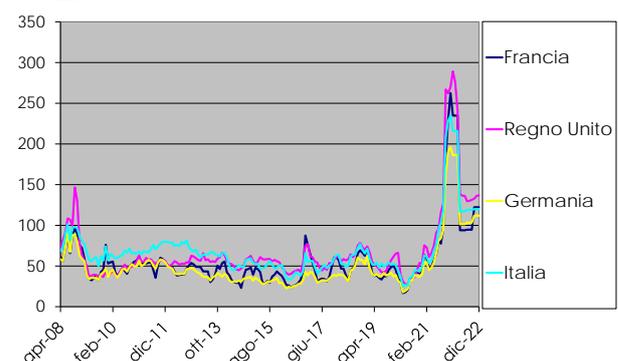


quota 15,93 €/MWh. Il rialzo dei costi medi di acquisto di gas spot e CO₂ a carico di un impianto a ciclo combinato fa sì che l'elettricità di *baseload* guadagni altri 14 euro e raggiunga un valore ammontante a 226,91 €/MWh.

In Italia i prezzi dell'elettricità prendono le mosse da quelli del gas lungo la curva, con risultati eterogenei per i *clean spark spread* PSV. Il rialzo degli *spread spot* e il premio registrato dal mercato francese hanno contribuito notevolmente al conseguimento dei guadagni messi a segno dall'elettricità per novembre e dicembre. Visto che il calo dei prezzi francesi induce il premio per il Q1 a segnare un pesante -58% e a scendere a 15,50 €/MWh, resta stabile il *clean spark spread* PSV per il Q1, ma, a partire dal Q222, l'elettricità non riesce, per la maggior parte, a stare al passo con l'aumento dei costi di gas e CO₂ a carico di un impianto a ciclo combinato, ipotizzando una percentuale di efficienza standard degli impianti a ciclo combinato europei del 49,13%.

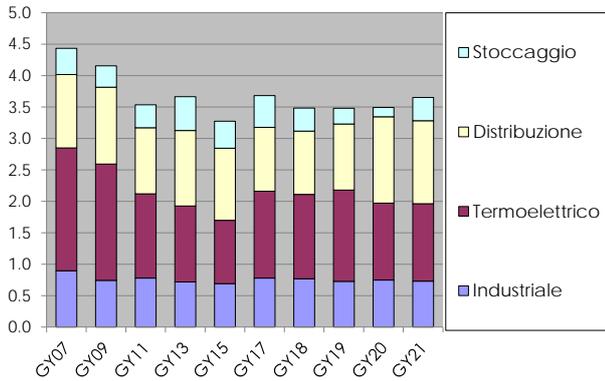
Malgrado la riduzione dell'elettricità di *baseload* francese per il Q1, il *clean spark* [Continua alla pagina seguente](#)

Prezzi dell'elettricità in €/MWh:



Il gas...

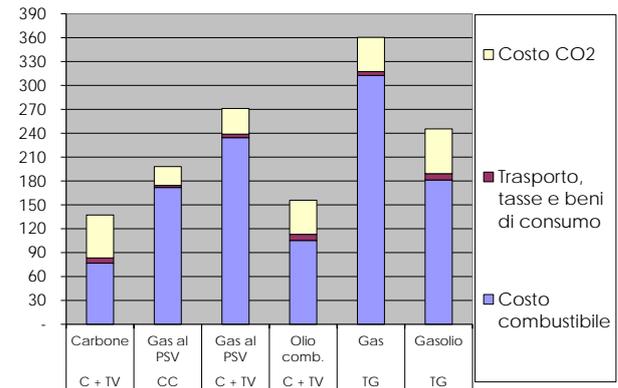
Domanda totale per il GY fino al 20 ottobre in miliardi di mc:



In Italia si è assistito ad un'erogazione netta di limitata entità nella giornata di martedì, prima che nei centri di stoccaggio si tornasse alla modalità iniezione in quella di mercoledì. In presenza di un incremento dei consumi all'avvio della stagione di accensione degli impianti di riscaldamento, ovvero venerdì 15 ottobre, a Passo Gries si è passati da esportazioni nominate ad inizio giornata ad importazioni nette per 7,5 milioni di mc. E' stato rilevato il riemergere delle esportazioni per il fine settimana, anche se lo spread PSV/NCG del giorno prima di venerdì ammontante a 2,30 €/MWh ha garantito il ritorno delle importazioni nella giornata di lunedì.

L'elettricità...

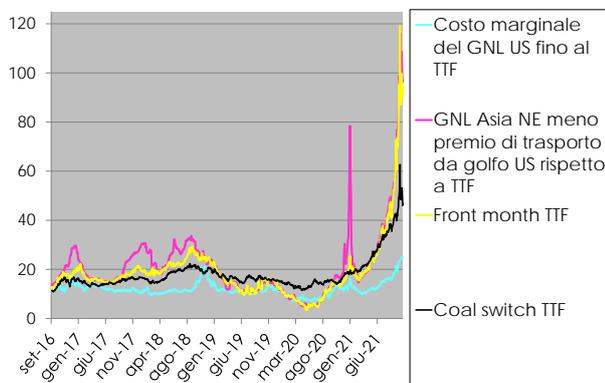
Costi discrezionali per il 13 ottobre (€/MWh):



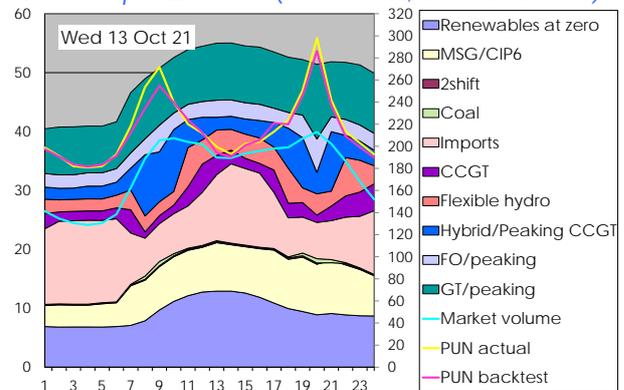
spread PEG ammontante a 20,54 €/MWh si attesta ancora su di un valore di quasi 4 volte superiore rispetto al livello medio di settembre, nonostante non siano state rilevate variazioni significative riguardanti la prevista disponibilità delle centrali nucleari. Dai dati dell'EdF si prevede che nel Q122 la disponibilità delle centrali nucleari sia superiore a quella finale registrata nel Q121, quando il *clean spark spread* di *baseload* si attestava su di un valore inferiore ad un euro a MWh.

Note: Le valutazioni sui prezzi di GeEO sono state eseguite alle 16.30 CET.

Prezzi di riferimento del GNL in €/MWh:

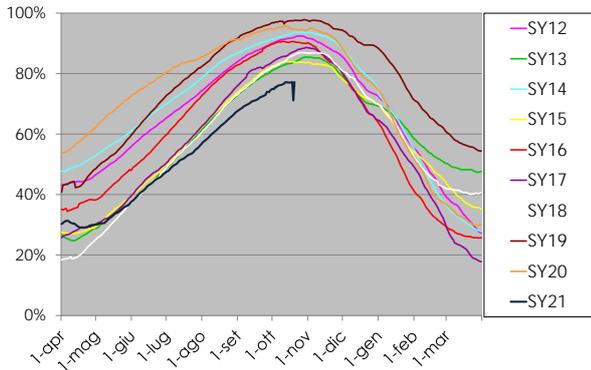


Disponibilità oraria delle centrali elettriche italiane e domanda (in GW, asse a sinistra) nonché prezzo PUN (in €/MWh, asse a destra)

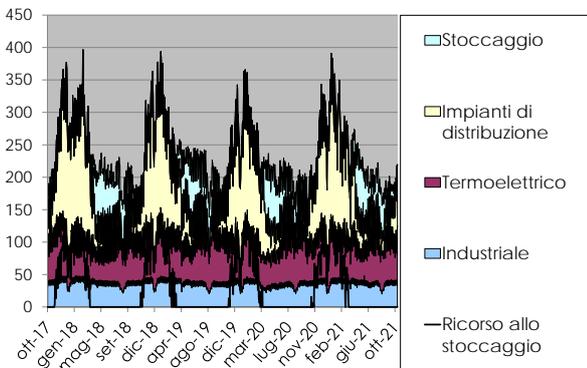


Il gas...

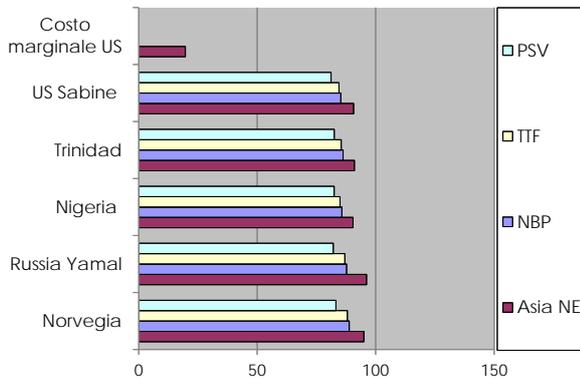
Giacenze di stoccaggio del gas europeo secondo il GSE:



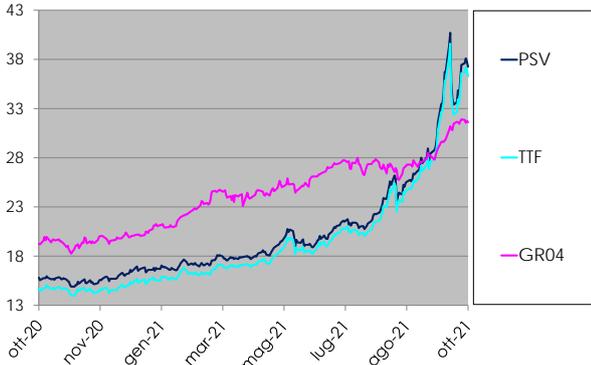
Domanda per settore in milioni di mc/g:



Valore netto del GNL rilevato alla fonte produttiva in €/MWh:

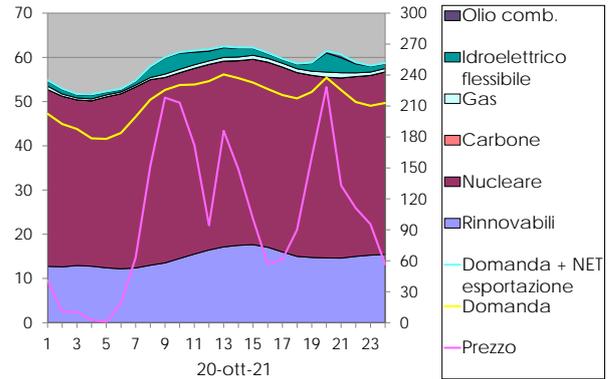


Prezzi di GY in €/MWh:

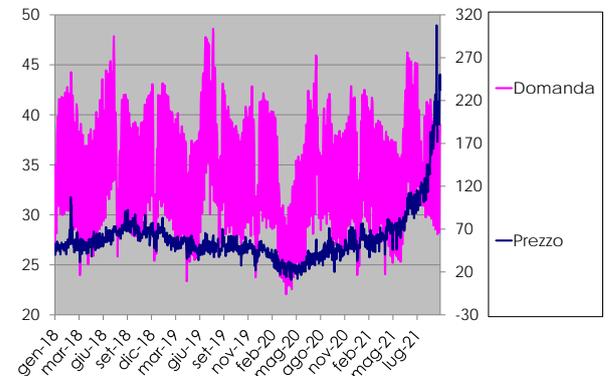


L'elettricità...

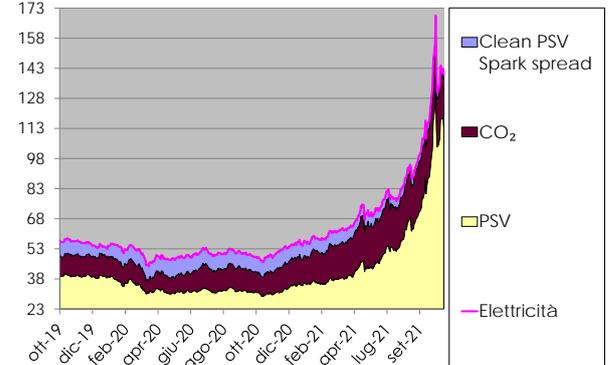
Domanda e produzione francese oraria per fonte in GW e prezzo medio in €/MWh:



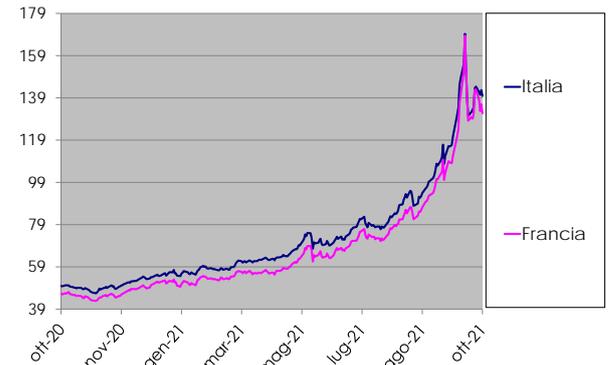
Domanda media giornaliera (in GW, asse a sinistra) e prezzo spot medio (in €/MWh, asse a destra):



Costo del gas, e CO2 e clean PSV spark spread per il Cal 22 (€/MWh):



Prezzi del Cal 22:



Enel: incassato il parere favorevole sulla valutazione di impatto ambientale del progetto di conversione di Fusina

Il MiTE ha espresso parere favorevole sulla VIA relativa ad un nuovo impianto a ciclo combinato da 840 MW che l'Enel dovrebbe realizzare a Fusina. L'impianto, che si compone di una turbina a gas da 560 MWe e di una turbina a vapore da 280 MWe, sostituirà l'attuale centrale termoelettrica a carbone dell'Enel da 976 MW presente nel sito.

Come nel caso del progetto di Tavazzano di proprietà della EP Produzione, - la cui VIA ha ottenuto parere favorevole nel mese di aprile - l'impianto di Fusina è stato scelto per fornire la capacità di generazione elettrica assegnata nell'asta madre per l'anno di

consegna 2023. Ciononostante, qualora i progetti non ottenessero le autorizzazioni finali da parte del Ministero entro la scadenza prorogata alla fine del mese in corso, i contratti sul conferimento di capacità verrebbero risolti.

Il progetto di La Spezia di proprietà dell'Enel - ovvero l'unico nuovo gruppo a ciclo combinato di grossa taglia non ancora autorizzato ad essere designato quale fornitore della capacità assegnata nelle aste madri - deve ancora ultimare il procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale.

Progetti scelti per la fornitura di capacità nell'anno di consegna 2023:

Partecipante	Area	Denominazione	Tipologia	Tipo iniziativa	CDP (MW)
A2A	NORD	Cassano	Termico tradizionale	Impianto nuovo	98
A2A	NORD	Piacenza 4	Termico combinato	Ripotenziamento	72
A2A	NORD	Sermide 4	Termico combinato	Ripotenziamento	68
ACEA Energia	SICI	Licodia Eubea	Solare	Impianto nuovo	4
ACEA Energia	SUD	Rossi 2	Solare	Impianto nuovo	2
ACEA Energia	SUD	Rossi 3	Solare	Impianto nuovo	2
Alperia	NORD	Idro Lasa	Idrico Serbatoio	Impianto nuovo	46
Duferco	SICI	Giammoro	Termico turbogas	Impianto nuovo	53
Edison	CSUD	Presenzano	Termico combinato	Impianto nuovo	490
Enel	CSUD	Montalto 4	Termico turbogas	Impianto nuovo	264
Enel	CSUD	Pian di Giorgio	Accumulo	Impianto nuovo	19
Enel	NORD	La Casella	Accumulo	Impianto nuovo	43
Enel	NORD	Porto Corsini	Accumulo	Impianto nuovo	24
Enel	NORD	Fusina	Termico combinato	Impianto nuovo	756
Enel	NORD	La Spezia	Termico combinato	Impianto nuovo	510
Enel	NORD	Porto Corsini	Termico combinato	Ripotenziamento	16
Enel	SICI	Priolo 1	Termico combinato	Ripotenziamento	21
Enel	SICI	Termini 42	Termico turbogas	Impianto nuovo	132
Enel	SICI	Termini 5	Termico turbogas	Impianto nuovo	132
ENI	NORD	Ravenna	Termico turbogas	Impianto nuovo	50
ENI	NORD	Ravenna	Termico turbogas	Impianto nuovo	51
EP Produzione	NORD	Tavazzano	Termico combinato	Impianto nuovo	709
Falck	SUD	Mezzanelle	Accumulo + FV	Impianto nuovo	5
Falck	SUD	Cerro	Accumulo + FV	Impianto nuovo	4
Free Energia	CSUD	San Marco Evangelista	Termico tradizionale	Impianto nuovo	30
Ital Green Energy	SUD	Monopoli 1	Termico tradizionale	Impianto nuovo	21
Ital Green Energy	SUD	Monopoli 2	Termico tradizionale	Impianto nuovo	31
Metaenergia	CNORD	Grevemeta	Termico tradizionale	Impianto nuovo	65
Metaenergia	CSUD	Cassinometa	Termico turbogas	Impianto nuovo	1
Metaenergia	SUD	Termolimeta	Termico tradizionale	Impianto nuovo	65
Powerflor	SUD	Molfetta	Termico tradizionale	Impianto nuovo	32
Sorgenia	NORD	Bertonico	Termico turbogas	Impianto nuovo	181
Unigrà	NORD	Conselice	Termico tradizionale	Impianto nuovo	7
Totale					4004

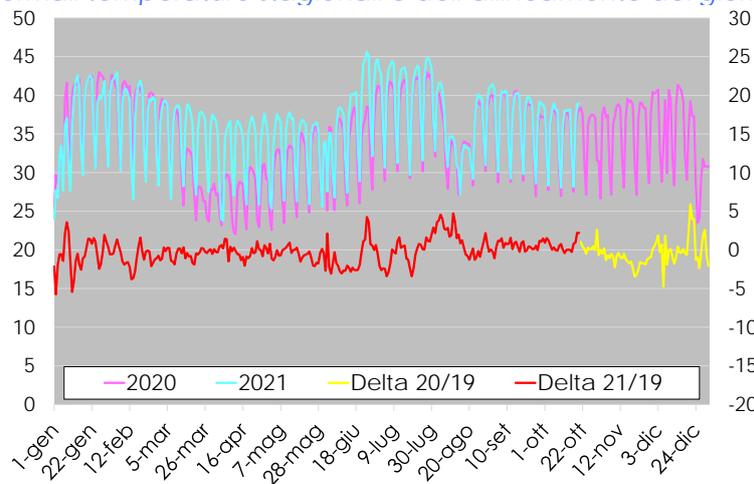
Ancora assente la risposta dei consumi di energia elettrica ai rincari

Nella settimana fino a mercoledì la domanda di energia elettrica italiana rettificata dall'impatto climatico si è attestata su di un valore superiore di circa 850 MW rispetto ai livelli del 2019, da cui emerge che, in Italia, il rincaro dei prezzi non avrebbe ancora influito sul consumo di energia elettrica. E' probabile che l'aumento sia parzialmente dovuto all' 'iper-rettifica' della domanda del 2019, quando le temperature si erano attestate su livelli superiori fino a 5 °C rispetto ai normali valori stagionali.

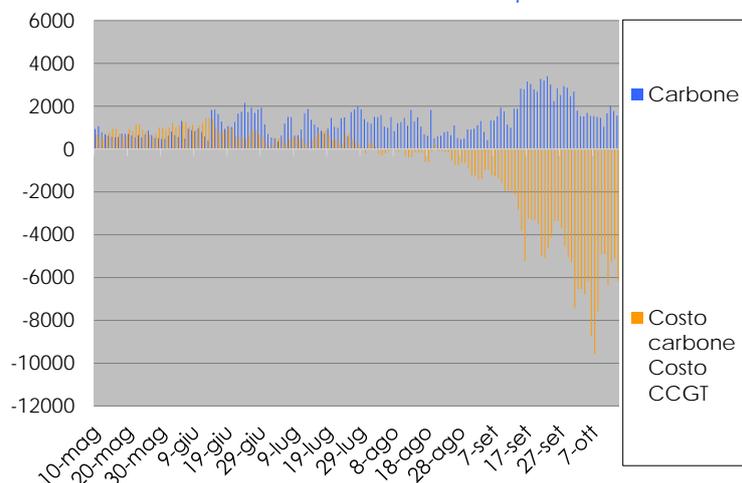
Non è ancora pervenuta alcuna comunicazione da parte del MiTE o dell'ARERA sulla modalità di attuazione dello schema che consentirebbe di compensare le industrie energivore di una quota dei costi indiretti legati alle emissioni di CO₂ (vedi numero di GeEO del 9 settembre c.a.).

Frattanto dai dati del GME emerge una riduzione della produzione di energia elettrica alimentata a carbone, malgrado il leggero aumento della disponibilità delle centrali. In calo il premio medio dei costi a carico di un impianto a ciclo combinato italiano di media efficienza rispetto a quelli a carico di una centrale a carbone, che passa dai 74 €/MWh ai 58 €/MWh nella settimana fino al 14 ottobre, mentre la capacità delle centrali a carbone accettata sul mercato del giorno prima evidenzia una diminuzione pari a 187 MW scendendo ad un valore ammontante a 1571 MW. La percentuale della capacità disponibile accettata passa dal 79% al 69%. La disponibilità delle centrali è pari a soli 2256 MW rispetto alla media degli ultimi 12 mesi ammontante a ben 4,7 GW.

Domanda italiana di elettricità in GW rettificata sulla base delle normali temperature stagionali e dell'allineamento dei giorni festivi:



Centrali a carbone italiane programmate sul mercato del giorno prima (MW) e differenziale tra i costi variabili di una centrale a carbone/impianto CC in c€/MWh:

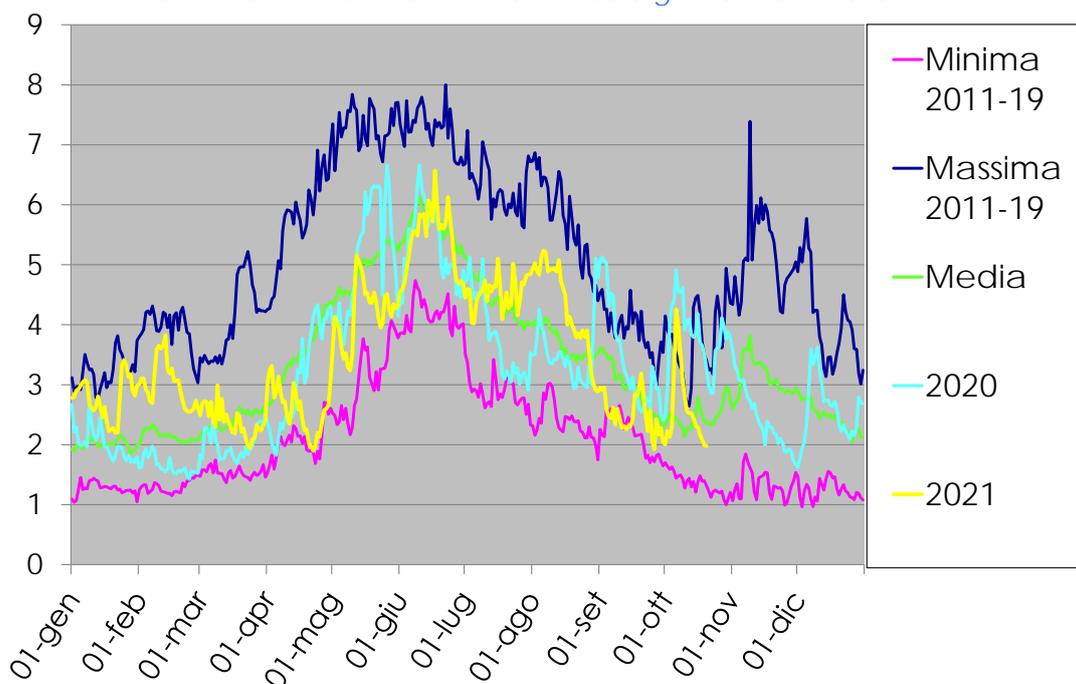


La produzione idroelettrica vincolata scende al di sotto della media stagionale

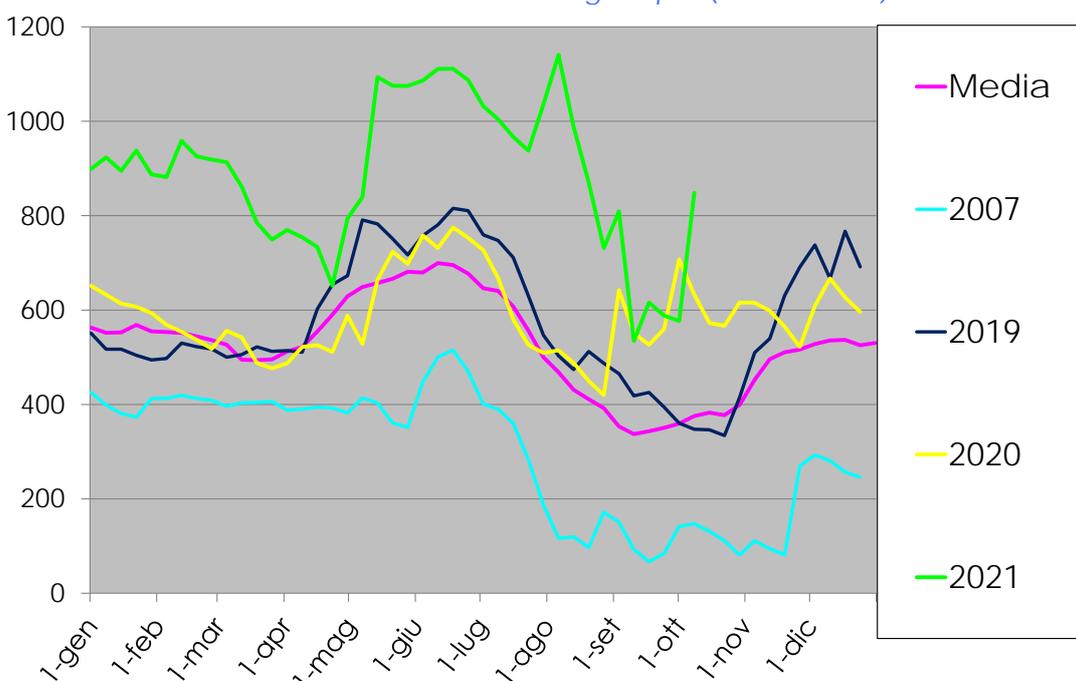
Nella settimana fino a mercoledì la produzione idroelettrica vincolata scende ad un valore inferiore di circa 300 MW rispetto alla media stagionale, a causa della quasi assenza di piogge.

La scarsità di precipitazioni prevista anche per la prossima settimana dovrebbe portare ad un ulteriore calo della produzione idroelettrica.

Produzione idroelettrica vincolata media giornaliera in Italia in GW:



Riserve idriche invase nei laghi alpini (milioni di mc):



Nota: visto che, a partire dall'inizio del 2021, l'ARPA Lombardia ha modificato la modalità di redazione dei bollettini sulle riserve idriche invase nei laghi, potrebbe non essere possibile effettuare un confronto diretto dei dati

Il clean spark spread PEG di punta per il Q1 scende al di sotto dei 100 €/MWh

Un leggero incremento della produzione nucleare e di quella da fonti rinnovabili unito ad una riduzione delle esportazioni nette, dovuta al rialzo della produzione eolica e al crollo dei prezzi in Germania, ha più che compensato l'ulteriore aumento di 1,4 GW evidenziato questa settimana dalla domanda di energia elettrica francese.

I prezzi medi dell'energia elettrica di *baseload* lasciano sul terreno quasi 24 euro scendendo a 176,12 €/MWh e il *clean spark spread* PEG di *baseload* passa da un valore di -5,14 €/MWh ad uno di -36,27 €/MWh.

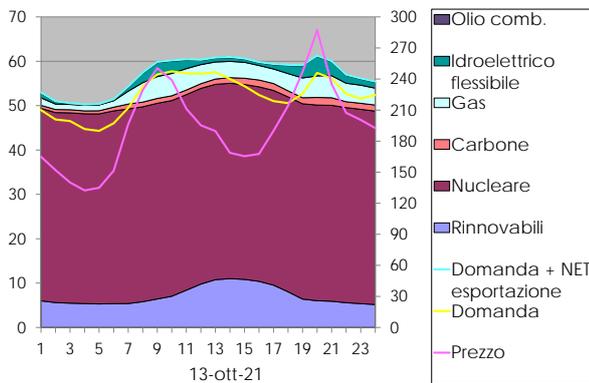
Considerato che, nel periodo in esame, i PUN italiani hanno registrato un guadagno di modesta entità, si è assistito ad un vero e proprio rimbalzo dello *spread spot* Zona Nord/Francia che sale da un valore di

21,34 €/MWh ad uno di 49,90 €/MWh

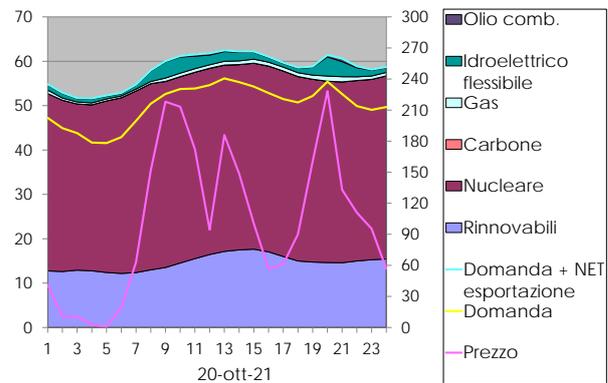
La produzione nucleare del 2021 fino al 20 ottobre registra un aumento di 30 TWh rispetto ai livelli del 2020, pur attestandosi su di un valore inferiore di 19 TWh, se confrontata con il medesimo periodo del 2019.

Il *clean spark spread* PEG di punta per il Q122 scivola al di sotto dei 100 €/MWh, pur mantenendo gran parte dei guadagni conseguiti, grazie al vistoso rialzo dei primi di ottobre. Nel Q121 il valore finale del *clean spark spread* PEG di punta è stato pari a 10,60 €/MWh, quando la disponibilità media dichiarata delle centrali nucleari ammontava a 47,1 GW. Dai dati dell'EdF emerge che la disponibilità prevista per il Q122 sarebbe pari a 50,4 GW.

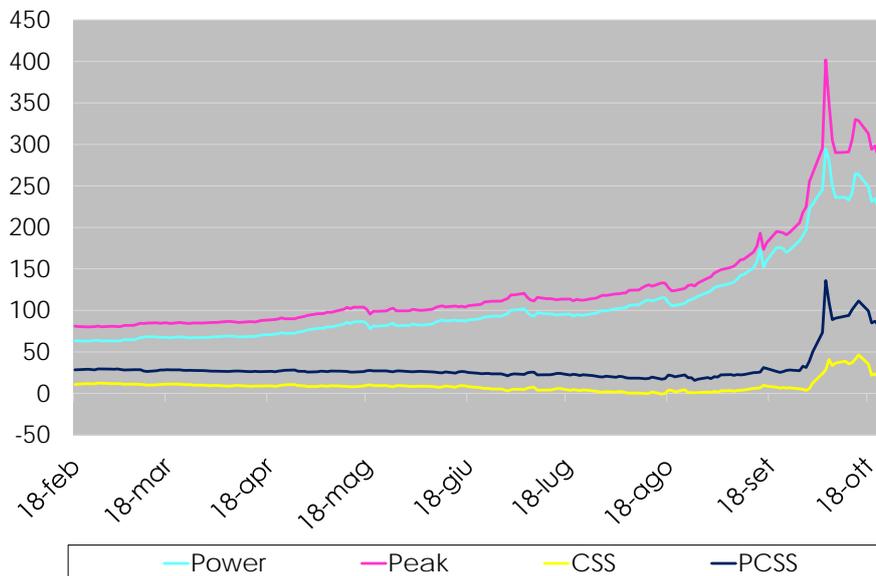
Situazione del mercato francese (GW asse a sinistra, €/MWh asse a destra):
Mercoledì 13 ottobre 2021



Mercoledì 20 ottobre 2021



Elettricità di baseload e punta francese e clean spark spread PEG di baseload e punta in €/MWh:



Aste di capacità sugli interconnettori per novembre

Nelle aste sul conferimento di capacità di importazione di *baseload* per novembre si è assistito ad un aumento dei prezzi su base annua su tutti i confini.

La capacità francese è stata venduta sopra la pari di 9,76 €/MWh rispetto allo *spread* (negativo) di *baseload* Italia/Francia rilevato il giorno dell'asta e il prezzo della capacità di

esportazione verso la Francia ha registrato un premio di 4,60 €/MWh rispetto allo *spread*.

La capacità di esportazione è stata venduta notevolmente sotto la pari rispetto a quella di importazione su altri confini, implicando un rialzo delle importazioni nette attese.

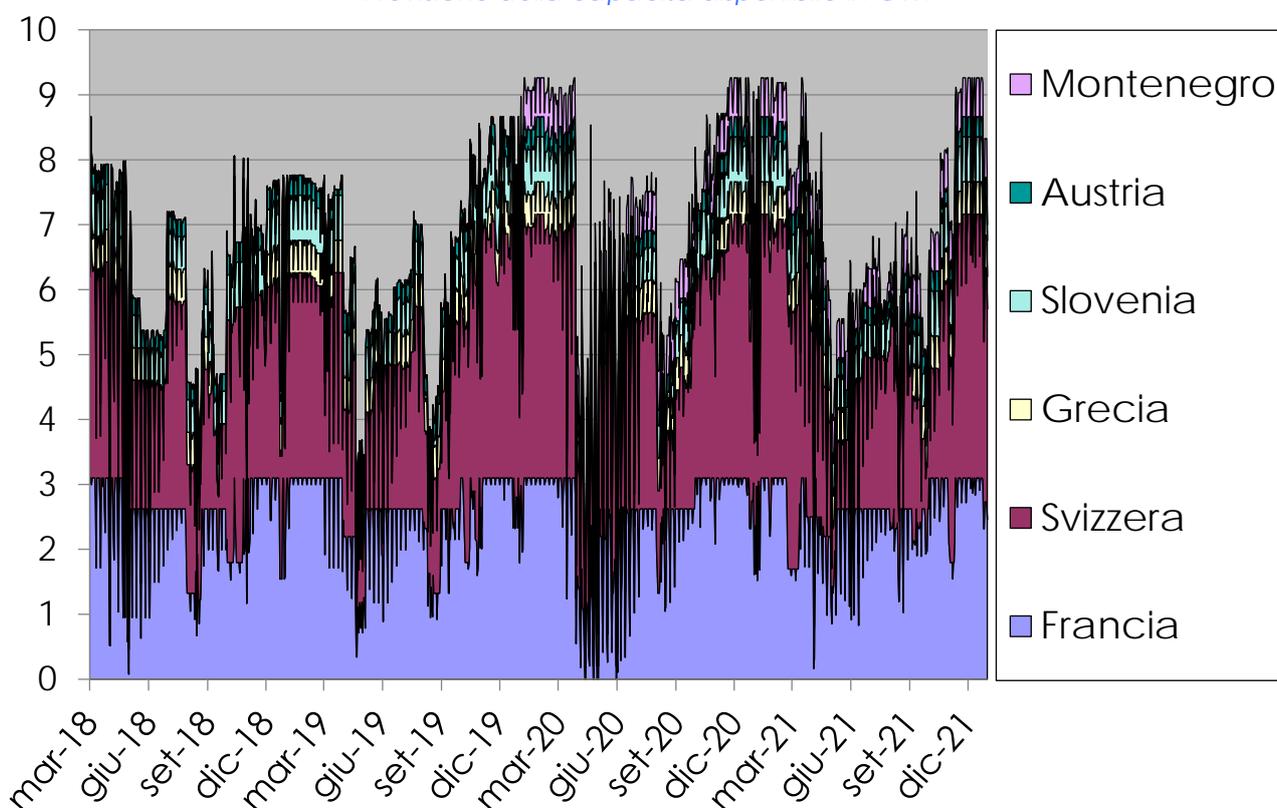
Prezzi della capacità per novembre 2021 in €/MWh:

	Austria	Francia	Slovenia	Svizzera	Grecia	Montenegro
Importazioni di <i>baseload</i>	19,50	8,86	12,00	5,12	10,51	10,69
Importazioni di picco	-	-	-	4,08	-	-
Esportazioni di <i>baseload</i>	0,56	5,50	0,96	0,50	2,83	0,31

Variazione rispetto all'anno scorso:

	Austria	Francia	Slovenia	Svizzera	Grecia	Montenegro
Importazioni di <i>baseload</i>	409%	292%	371%	268%	2463%	1101%
Importazioni di picco	-	-	-	84%	-	-
Esportazioni di <i>baseload</i>	70%	204%	60%	4900%	-25%	-31%

Previsione della capacità disponibile in GW:



Avanzano i progetti di Eni sulla CCS nelle procedure di gara del Regno Unito

I progetti HyNet e East Coast sono stati selezionati come *cluster 'Track 1'*, cosa che, in caso di esito positivo del previsto processo negoziale, consentirà loro di ricevere per primi il sostegno finanziario del Governo del Regno Unito, con realizzazione dei progetti attesa entro la metà degli anni 2020. Il *Carbon Capture Storage Infrastructure Fund (CCFI)* del Regno Unito prevede un finanziamento a fondo perduto ammontante ad 1 miliardo di sterline per la realizzazione di quattro progetti sulla cattura e stoccaggio di circa 10 milioni di tonnellate di CO₂ entro il 2030.

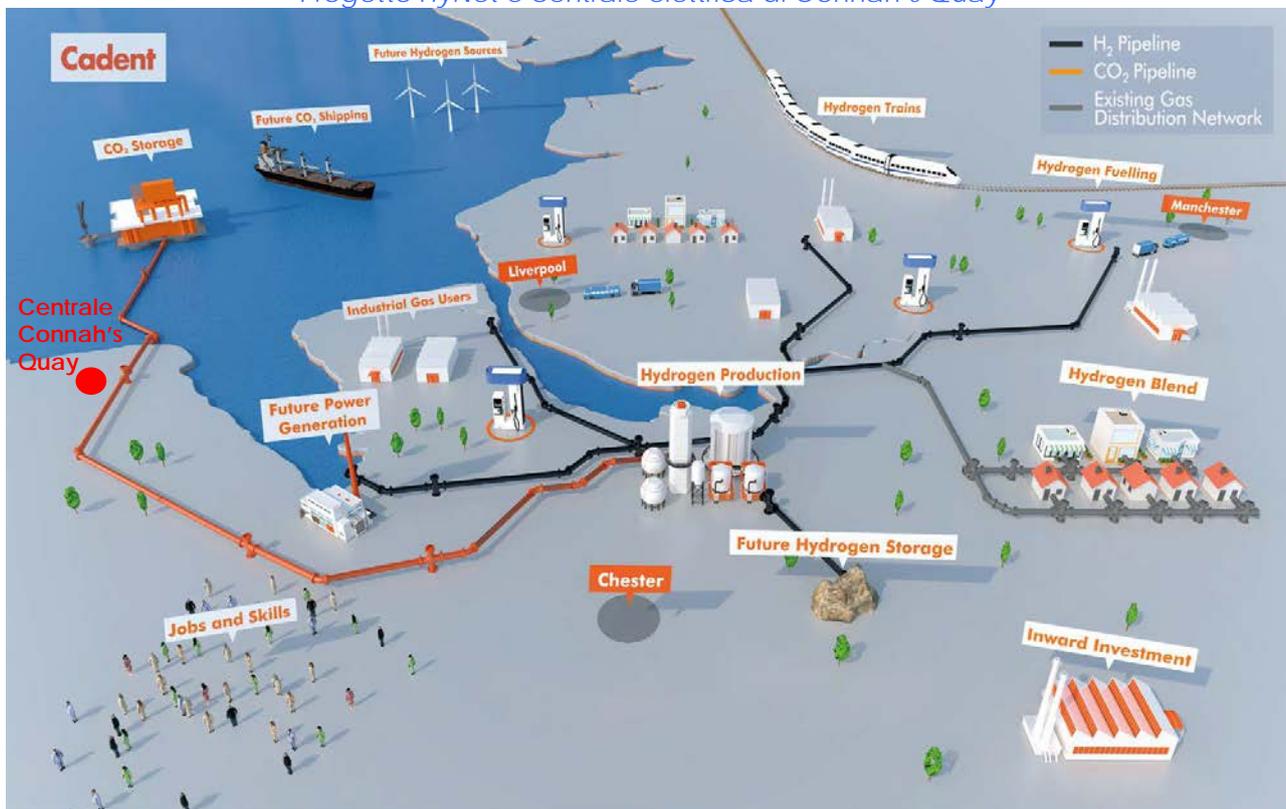
L'Eni UK, nel ruolo di capofila del Consorzio che realizzerà il progetto integrato HyNet North West, ha inoltrato la documentazione necessaria per partecipare alla gara. L'obiettivo del progetto HyNet è quello di produrre idrogeno blu ricorrendo a tecnologie di cattura del carbonio ed utilizzando i giacimenti *offshore* dell'Eni siti nella Baia di Liverpool come depositi permanenti di CO₂. Si stima che la capacità

di stoccaggio dei giacimenti esausti di idrocarburi di Hamilton, Nord Hamilton e Lennox sia pari a 130 MT di CO₂. L'Eni UK ha già ottenuto la licenza per lo stoccaggio dell'anidride carbonica nell'area in oggetto.

L'Eni UK e l'Uniper stanno inoltre valutando l'opportunità di sviluppare presso il sito della centrale elettrica di Connah's Quay della Uniper sia una produzione di idrogeno blu tramite la cattura dell'anidride carbonica sia di idrogeno verde. L'Eni UK metterà a disposizione l'infrastruttura per il trasporto e lo stoccaggio del CO₂ nei propri giacimenti depletati siti nella Baia di Liverpool.

Nel mese di luglio l'Eni aveva chiesto l'autorizzazione all'avvio di un programma sperimentale di stoccaggio geologico di anidride carbonica nei livelli esauriti del campo Porto Corsini Mare al largo di Ravenna. La richiesta rappresenta il primo passo ufficiale del percorso di sviluppo del progetto sullo stoccaggio di un quantitativo compreso tra le 300 e le 500 MT di CO₂.

Progetto HyNet e centrale elettrica di Connah's Quay



A Mazara del Vallo prenotati 5 milioni di mc/g di capacità per novembre

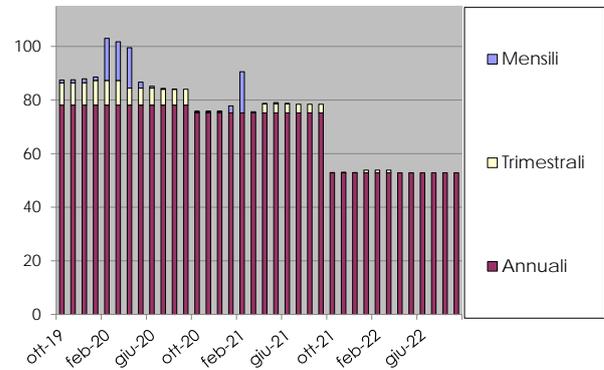
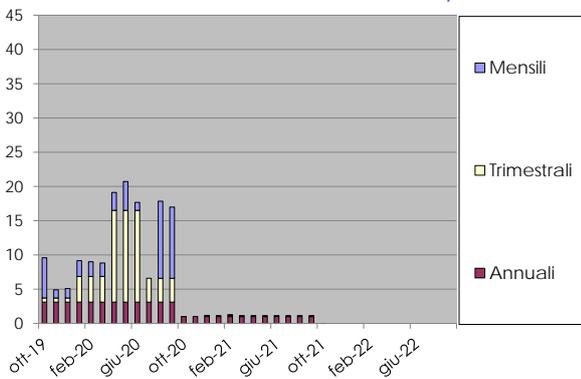
Nel corso dell'asta di lunedì sono stati venduti altri 5 milioni di mc/g di capacità mensile, cosa che consente al totale della capacità prenotata previamente per novembre a Mazara del Vallo di superare di poco i 61 milioni di mc/g.

Malgrado la decisione dell'ARERA di permettere la vendita di quantitativi aggiuntivi di capacità annuale agli operatori che hanno concluso accordi di fornitura di gas con l'Algeria dopo l'asta annuale di luglio, si è ancora in attesa di un'ulteriore offerta di capacità a Mazara per l'AT21.

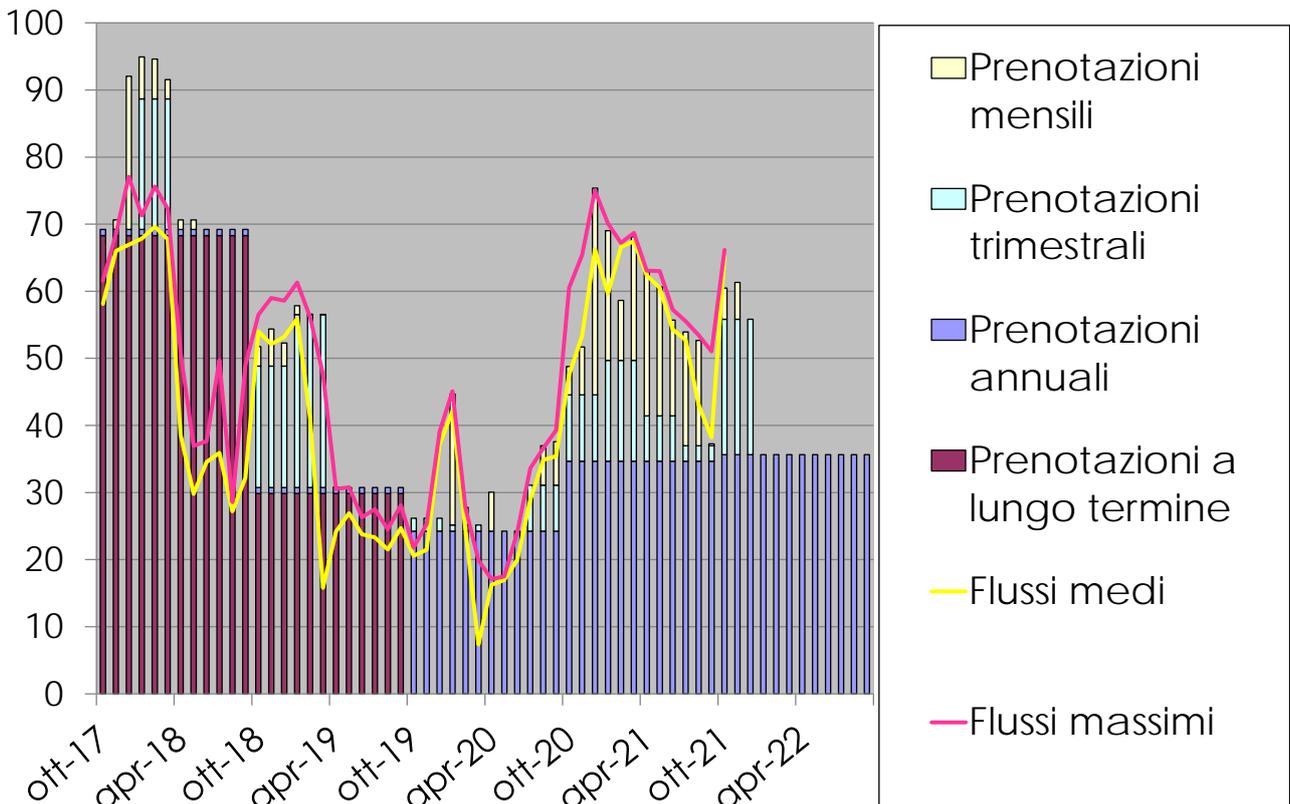
Le prenotazioni giornaliere hanno consentito alla media delle consegne a Mazara del Vallo di superare di 5 milioni di mc/g il livello raggiunto dai quantitativi prenotati previamente per ottobre ammontante a 60 milioni di mc/g.

Nell'asta sul conferimento di capacità per settembre a Melendugno non è stato acquistato alcun quantitativo, sebbene, a partire dalla metà di aprile, le importazioni a Melendugno abbiano superato il livello raggiunto dalle prenotazioni a lungo termine pari a 18 milioni di mc/g.

Prenotazioni di capacità a Passo Gries e Tarvisio (milioni di mc/g):



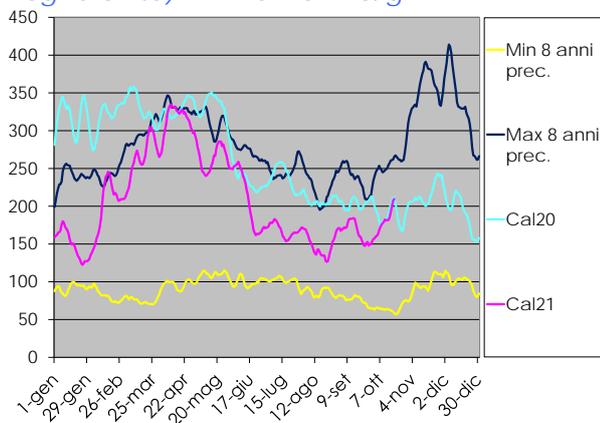
Prenotazioni di capacità e flussi medi/di picco a Mazara del Vallo (milioni di mc/g):



In rialzo i valori di send-out europei

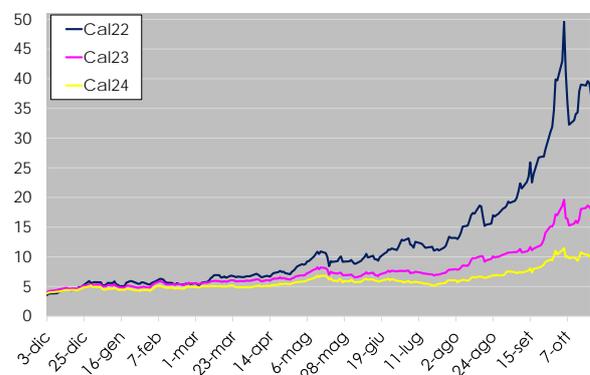
Questa settimana, vistoso rimbalzo del totale dei valori di *send-out* del GNL europei in un intervallo *rolling* di 7 giorni che raggiunge una punta massima degli ultimi quattro mesi superando quota 200 milioni di mc/g, malgrado le quotazioni asiatiche del GNL continuino a mantenersi nettamente sopra la pari rispetto a quelle europee per i produttori del bacino atlantico.

Send-out totale del GNL europeo (intervallo rolling di 7 giorni, compreso il Regno Unito) in milioni di mc/g:

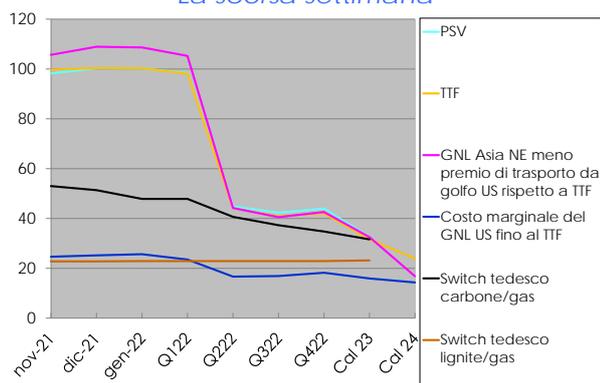


La flessione del valore *netback* della produzione degli Stati Uniti per il *Cal 23* (TTF meno costo del GNL US diretto in Europa, vedi primo grafico in basso a destra), unita alle consistenti chiamate a margine che vengono ora notificate in relazione alla produzione già coperta, potrebbe incoraggiare l'interesse all'acquisto al TTF da parte dei *toller* statunitensi che si avvalgono di attività di *delta hedging* per la copertura dello *spread option*.

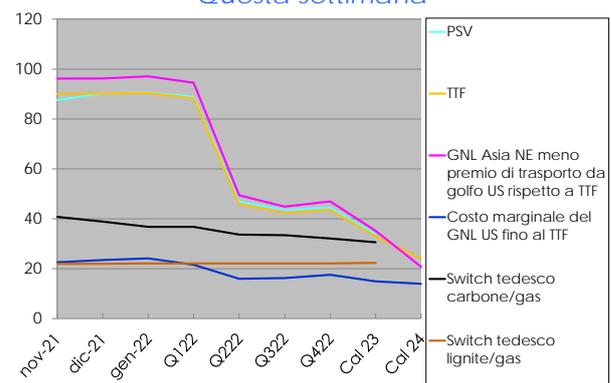
TTF/Costo del GNL US diretto in Europa (€/MWh):



Il prezzo più elevato tra PSV, TTF e GNL asiatico meno i costi di trasporto (€/MWh) indica quale sia la destinazione più allettante per la produzione di GNL statunitense:
La scorsa settimana



Questa settimana



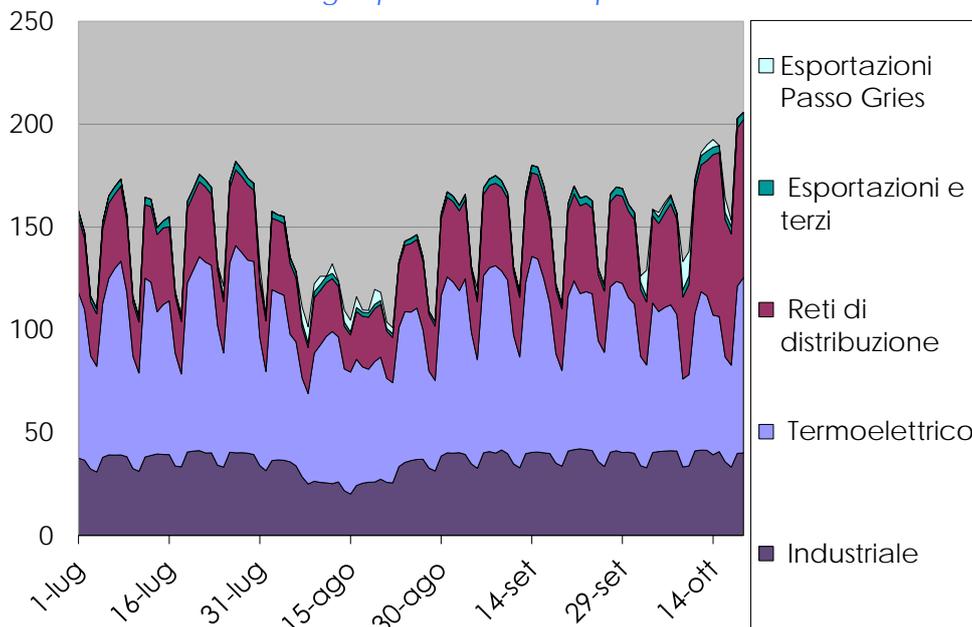
Aumenta il consumo delle zone di distribuzione all'avvio della stagione di accensione degli impianti di riscaldamento

In presenza di temperature in calo di 1 °C e dell'avvio ufficiale della stagione di accensione degli impianti di riscaldamento nell'Italia settentrionale il giorno 15 ottobre, il consumo di gas delle zone di distribuzione italiane ha registrato un aumento pari a 23 milioni di mc/g nella settimana fino a martedì. La riduzione della produzione idroelettrica fa sì che il consumo del comparto produzione di energia elettrica

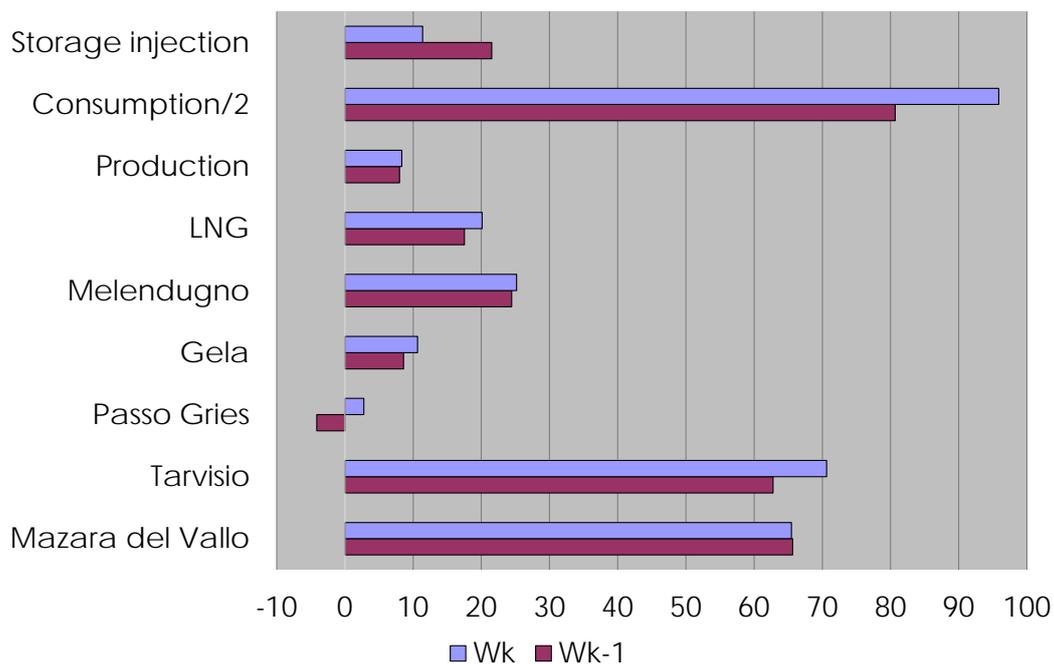
evidenzi un rialzo di 5 milioni di mc/g, anche se, malgrado la comunicata interruzione delle attività produttive dello stabilimento di Ferrara della Yara, secondo i dati della Snam, il consumo del comparto industriale avrebbe registrato un calo di soli 0,3 milioni di mc rispetto alla settimana precedente, nonché un aumento di 1,3 milioni di mc su base annua.

[Continua alla pagina seguente](#)

Consumo italiano di gas per settore ed esportazioni in milioni di mc:



Consumo medio/approvvigionamenti all'Italia nella settimana fino a martedì rispetto alla settimana precedente (milioni di mc/g):

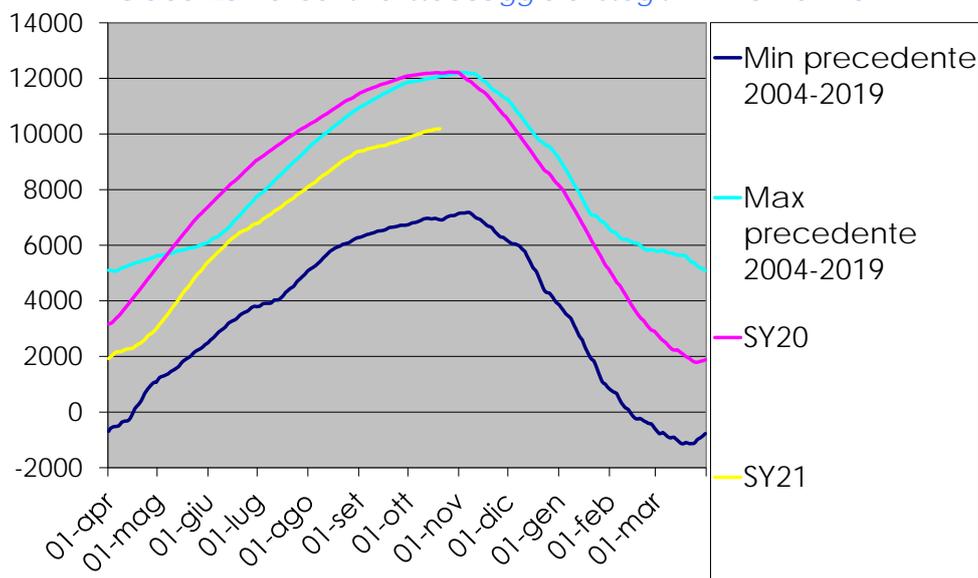


Sul fronte offerta, a Mazara del Vallo, le prenotazioni della capacità in entrata hanno consentito alle importazioni di continuare ad attestarsi su di un valore ammontante a 65 milioni di mc/g. Nonostante gli interventi di manutenzione di martedì, a Tarvisio i flussi netti evidenziano un aumento di 8 milioni di mc/g salendo ad un valore pari a 70 milioni di mc/g, in esito alla riduzione delle esportazioni nominate in controflusso. Si muovono al rialzo gli approvvigionamenti sul TAP, le forniture provenienti dalla Libia e i valori di *send-out* del GNL e, a Passo Gries, si passa da esportazioni nette per 4,4 milioni di mc/g ad importazioni nette per 3 milioni di mc/g.

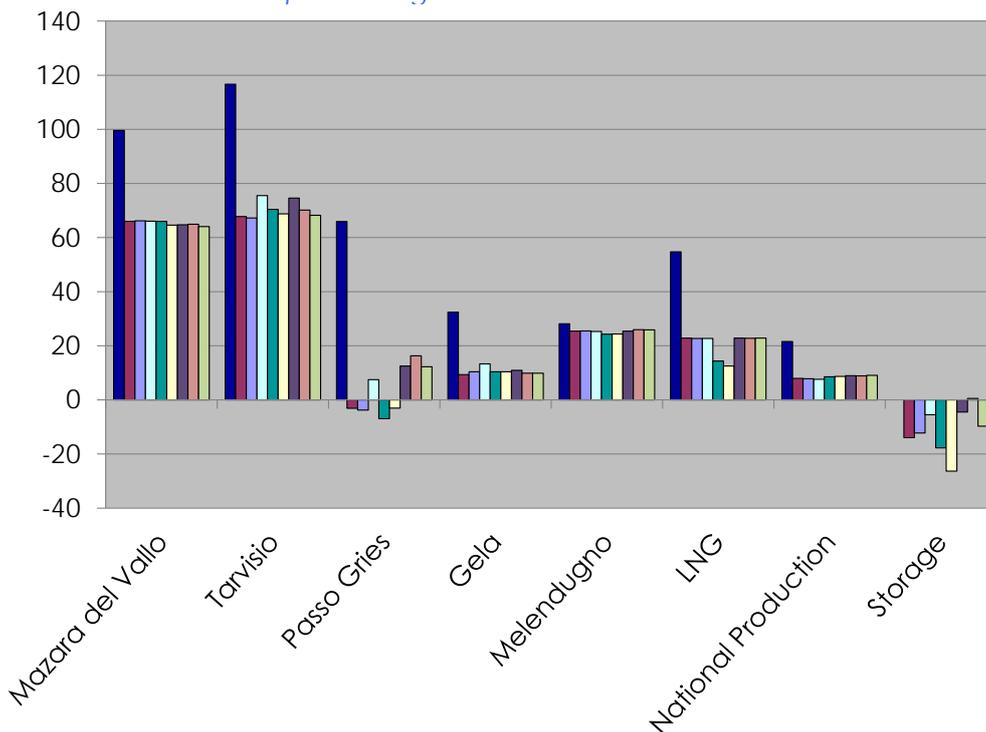
Tuttavia l'eccedenza di offerta disponibile per l'iniezione nei centri di stoccaggio subisce un calo di 10 milioni di mc ripiegando su di un valore ammontante a 11 milioni di mc/g, 9 dei quali sono stati iniettati nei siti di stoccaggio di Stogit.

Il volume aggiuntivo venduto nelle ultime aste sul conferimento di capacità di stoccaggio di settembre implica che un quantitativo medio di iniezione giornaliero pari a 22 milioni di mc/g è ciò di cui gli acquirenti di capacità di Stogit ancora necessitano per raggiungere una percentuale di riempimento dei campi di stoccaggio del 95% entro il 31 ottobre.

Giacenza nei centri di stoccaggio di Stogit in milioni di mc:



Forniture ai punti di ingresso al 20 ottobre in milioni di mc:



Modesto aumento settimanale per le giacenze nei centri di stoccaggio europei, in quanto i quantitativi iniettati superano quelli erogati

Malgrado un aumento di 0,2 °C dell'indice delle temperature medie europee di GeEO, il consumo totale di gas dell'Europa continentale per la settimana fino a martedì registra un aumento di ben 118 milioni di mc/g raggiungendo quota 1041 milioni di mc/g, valore superiore del 6,5% rispetto alla media degli ultimi 5 anni.

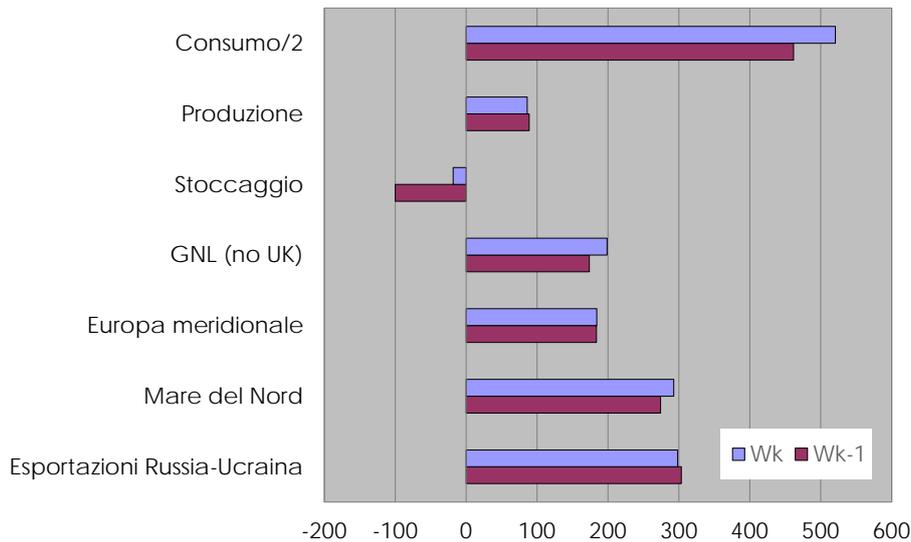
La produzione e le importazioni evidenziano un incremento netto ammontante a

36 milioni di mc/g, dovuto il rialzo delle forniture di GNL e dei quantitativi netti importati dal Mare del Nord.

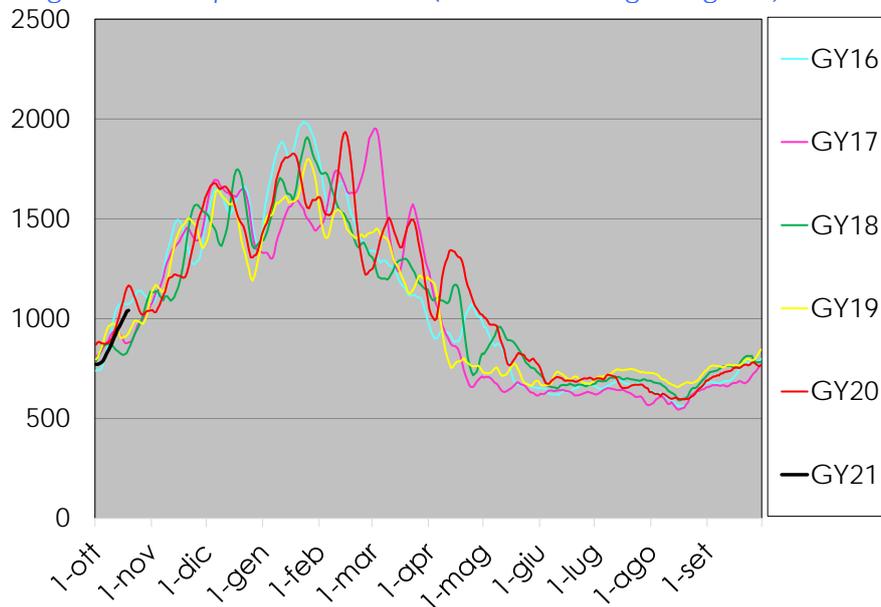
L'eccedenza di offerta netta rispetto ai consumi disponibile per l'iniezione nei centri di stoccaggio registra un calo ammontante a ben 82 milioni di mc/g, scendendo ad un valore pari a 18 milioni di mc/g, in quanto i quantitativi iniettati in 3 giorni superano quelli erogati negli altri 4 giorni.

[Continua alla pagina seguente](#)

Consumo medio/approvvigionamenti all'Europa continentale nella settimana fino a martedì rispetto alla settimana precedente (milioni di mc):



Consumo di gas dell'Europa continentale (intervallo rolling di 7 giorni) in milioni di mc/g:

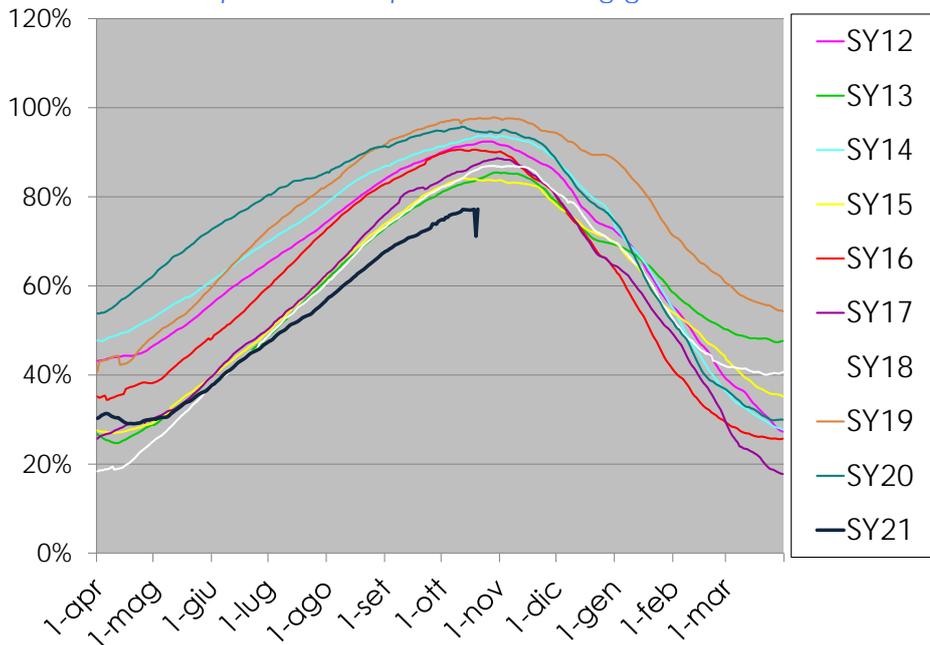


Questa settimana viene rettificata la riduzione della capacità di stoccaggio di *working gas* che ha contribuito a far registrare gran parte della modesta ascesa della percentuale di riempimento indicata nei grafici sugli stoccaggi della scorsa settimana, anche se resta invariato l'aumento di 0,5 miliardi di mc evidenziato dalle giacenze rilevate, grazie alla diminuzione della pressione minima operativa nel sito di stoccaggio di Grijpskerk di proprietà della NAM.

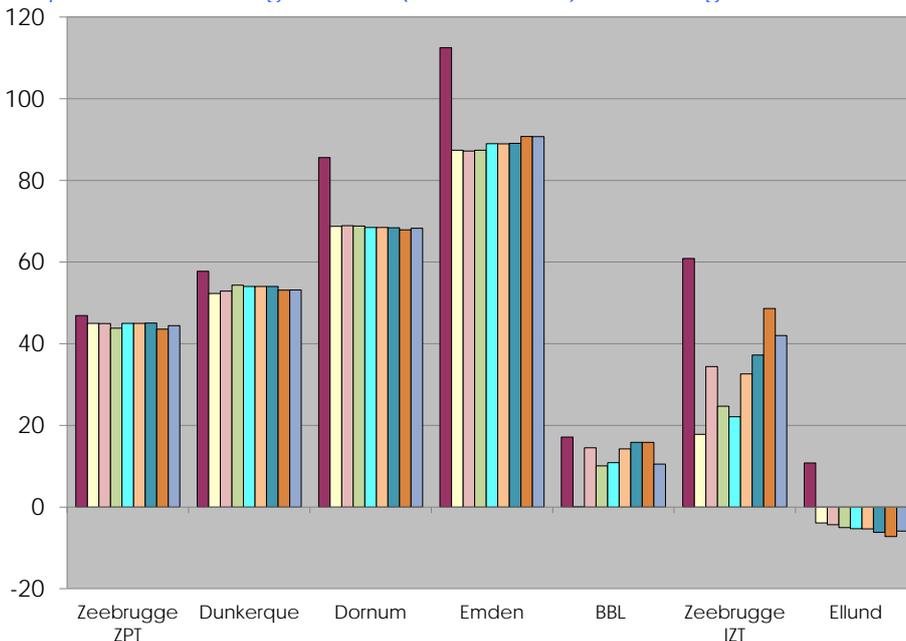
Alla giacenza di Grijpskerk è stato attribuito un valore zero nella giornata di domenica, per poi farla tornare al livello precedente in quella di lunedì, portando ad una fluttuante flessione delle riserve nella settimana in corso.

Lo staff editoriale di Alba Soluzioni segue l'andamento del bilancio del gas dell'Europa continentale, riportandone i dati nel bollettino giornaliero *Albaflows*. Per attivare un periodo di prova gratuito, si prega di inviare un'e-mail al seguente indirizzo: erica@albasoluzioni.com

Giacenza nei centri di stoccaggio espressa in percentuale rispetto alla capacità di working gas totale:



In calo le forniture nette provenienti dal Mare del Nord, a causa della riduzione delle importazioni dal Regno Unito (milioni di mc) nei sette giorni fino a martedì:



Riempito di gas il primo tratto del Nord Stream 2, mentre restano invariate rispetto ad ottobre le prenotazioni di capacità di transito per novembre

Secondo quanto riferito dalla società Nord Stream 2, 177 milioni di mc di gas sarebbero stati iniettati nella prima linea del gasdotto, con raggiungimento di una pressione sufficiente all'avvio delle attività di trasporto. Le operazioni di *pre-commissioning* della seconda linea ed il processo relativo alla certificazione della Gestore Indipendente sono in corso.

Frattanto, nella settimana fino a mercoledì, le forniture dirette in Europa attraverso la Bielorussia, l'Ucraina, il Nord Stream e il TurkStream hanno registrato un calo di 4 milioni di mc/g scendendo a 341 milioni di mc/g ed attestandosi su di un livello superiore di soli 13 milioni di mc rispetto a quello raggiunto prima che il Presidente russo

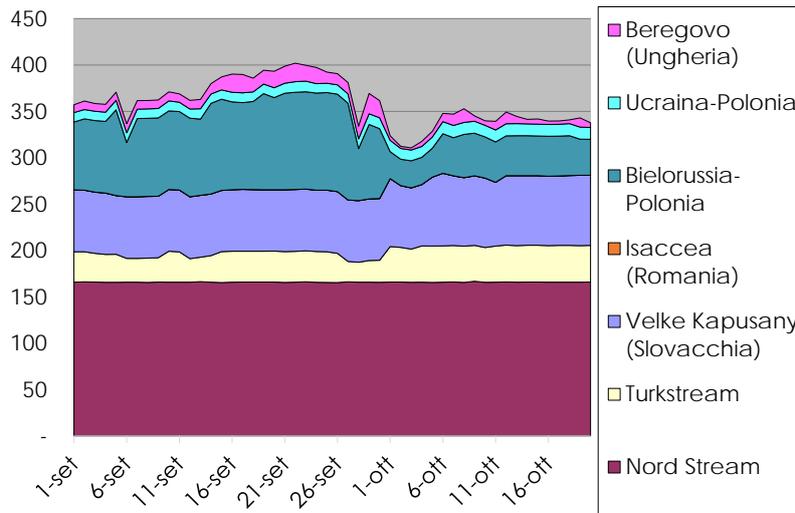
Vladimir Putin promettesse di aumentare gli approvvigionamenti di gas all'Europa.

Dalle aste sul conferimento di capacità per novembre indette questa settimana emerge l'improbabilità che si assista ad ulteriori aumenti, in quanto sono rimaste invariate rispetto ad ottobre le prenotazioni di capacità in uscita dalla Bielorussia verso la Polonia e non è stato prenotato alcun quantitativo supplementare di capacità proveniente dalla Russia in entrata in Ucraina.

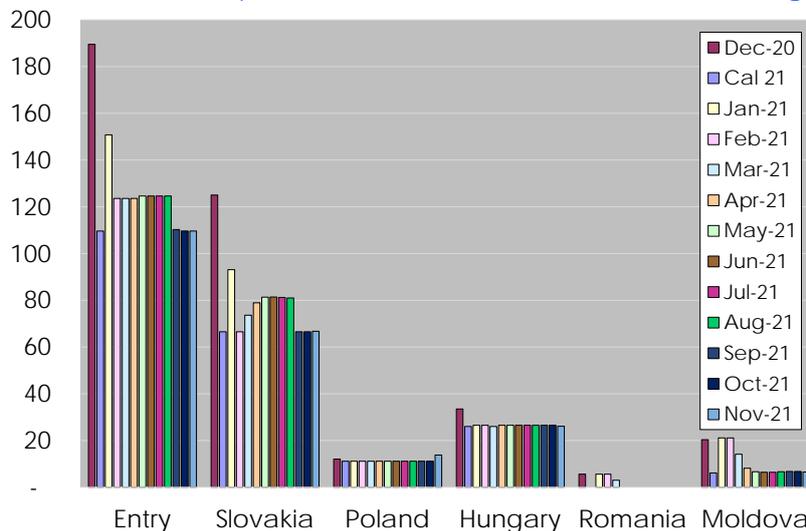
Sono stati prenotati altri 3 milioni di mc/g di capacità in uscita dall'Ucraina con destinazione Polonia, Slovacchia e Ungheria rispetto ai 2,3 milioni di mc/g per ottobre.

[Continua alla pagina seguente](#)

Forniture di gas russo dirette in Europa a partire dal 1° settembre (milioni di mc/g):



Prenotazioni di capacità di transito in Ucraina (milioni di mc/g):

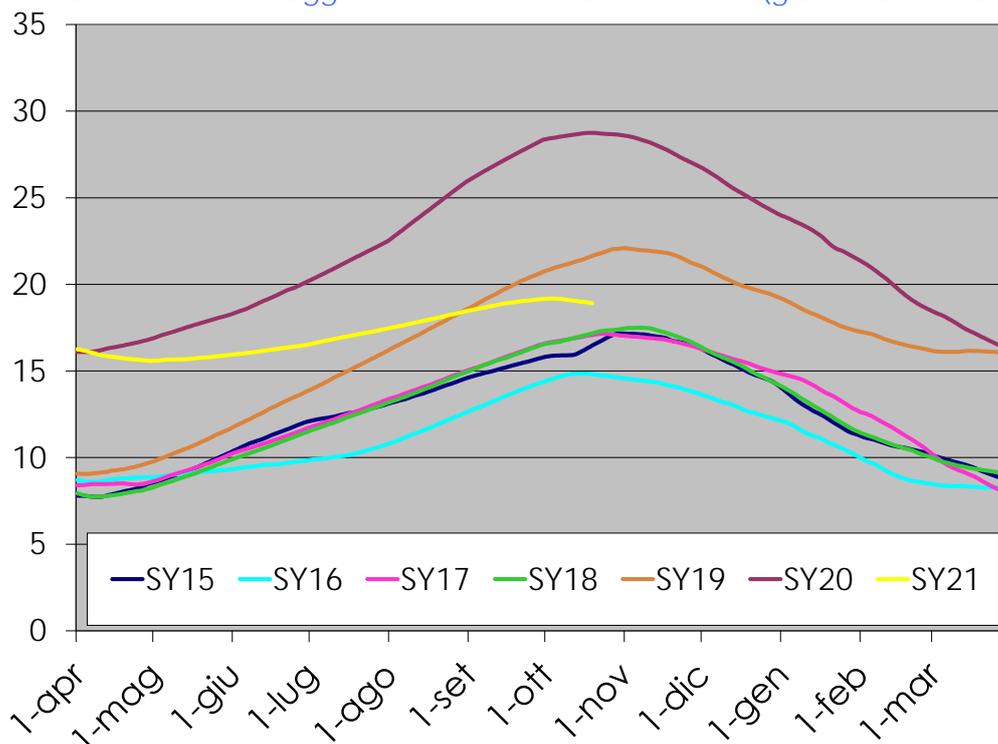


Secondo quanto confermato questa settimana dal gestore del sistema di stoccaggio ucraino, nel corso del mese di settembre, i trader stranieri avrebbero ridotto le giacenze di 0,5 miliardi di mc. Qualora detto gas sia stato esportato nuovamente in Europa, le forniture russe debbono essere state inferiori rispetto al flusso totale transfrontaliero di settembre e, probabilmente, pure di ottobre. E' verosimile

che anche le prenotazioni di capacità in uscita per novembre siano legate ai prelievi dai centri di stoccaggio più che all'uscita di gas russo.

Questa settimana la Gazprom non ha aggiornato i dati relativi alle vendite effettuate sulla piattaforma elettronica aziendale.

I prelievi dai centri di stoccaggio ucraini sono iniziati il 6 ottobre (giacenza in miliardi di mc)



Si potrebbero conseguire i volumi previsti per il 2021 in presenza di una varietà di scenari - anche se un transito in Bielorussia attestato su di un valore pari a 41 milioni di mc/g nell'intero Q4 potrebbe ridurre il transito massimo possibile in Cal 21 a 32 miliardi di mc, qualora non venisse acquistata capacità giornaliera

	Effettivi 2020 milioni mc/g	Effettivi 2020 miliardi mc	Effettivi 2021 fino a giugno milioni mc/g	Scenario 1 con NS2 2021 miliardi mc	Scenario 2 senza NS2 2021 miliardi mc	Scenario 3 senza NS2 2021 miliardi mc
Nord Stream	160	59	166	59	59	59
Nord Stream 2	0	0	0	5,6	0,0	0
TurkStream	16	6	31	11	11	11
Transito da Bielorussia a Polonia	92	34	105	32	32	36
Transito da Ucraina a UE	144	53	114	42	42	42
Totale	412	151	416	143	143	148
Variazione implicita Turchia, Lituania, GNL Gazprom e stoccaggio		24		40	40	35
Totale esportazioni Gazprom		175		183	183	183
Forniture GNL non Gazprom				17	17	17
Totale forniture gas russo				200	200	200

Nei vari scenari presi in esame si è ipotizzato quanto segue: la possibilità da parte della Gazprom di utilizzare il Nord Stream 2 nel Q4 per un quantitativo stimato in 5,6 miliardi di mc o disponibilità zero; il transito dalla Bielorussia nel Q4 ridotto al livello attuale di prenotazione della capacità o flusso vicino al livello massimo; il transito in Ucraina attestato sul livello medio rilevato finora

Retrospettiva sul Q321 – seconda parte

Continua la retrospettiva sul terzo trimestre del 2021 con l'analisi dell'evoluzione dei mercati.

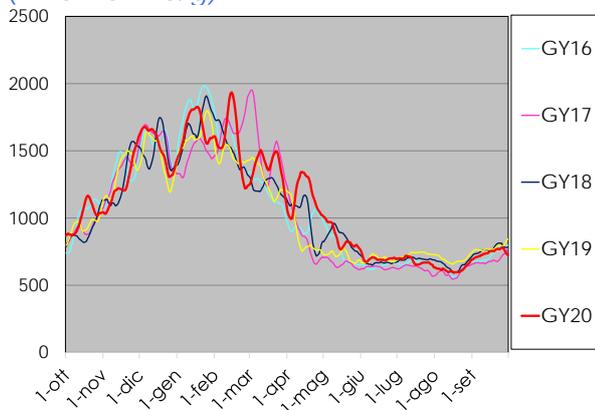
Sviluppi di mercato

Gas europeo

Dopo che, nell'ultimo mese del secondo trimestre, i valori di scambio del carbone, del CO₂ e del gas europeo si sono mossi in parallelo, impedendo ai costi a carico di un impianto a ciclo combinato di superare di molto quelli sostenuti da una centrale a carbone, nel terzo trimestre i prezzi del gas si sono "affrancati". La concorrenza creatasi tra Asia e Europa per l'accaparramento delle forniture di GNL provenienti dal bacino atlantico, ha di fatto indotto i prezzi del gas ad intraprendere una perdurante ascesa.

E visto che anche in Asia i prezzi hanno continuato a salire per conservare un premio,

Consumo di gas dell'Europa continentale (milioni di mc/g):



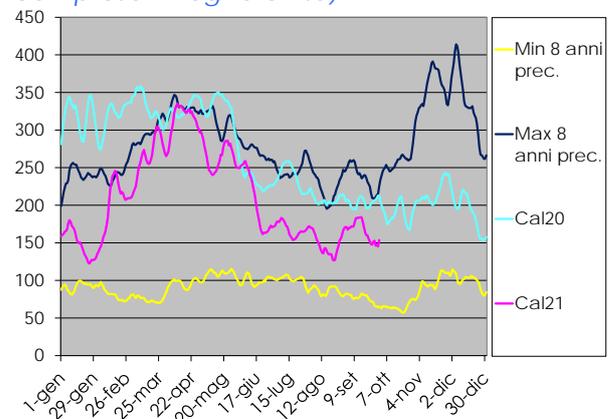
a prescindere dai livelli raggiunti in Europa, i valori di send-out del GNL europeo sono scesi ad una media pari a 160 milioni di mc/g, ovvero ben al di sotto della stima di GeEO dell'offerta di GNL al prezzo di parità per il Q3 ammontante a 320 milioni di mc/g.

Il calo dell'offerta di GNL ha inoltre avuto come conseguenza la riduzione degli approvvigionamenti netti provenienti dal Mare del Nord e destinati all'Europa continentale, in quanto la diminuzione delle consegne di GNL al Regno Unito ha portato ad una flessione delle esportazioni stagionali da Bacton.

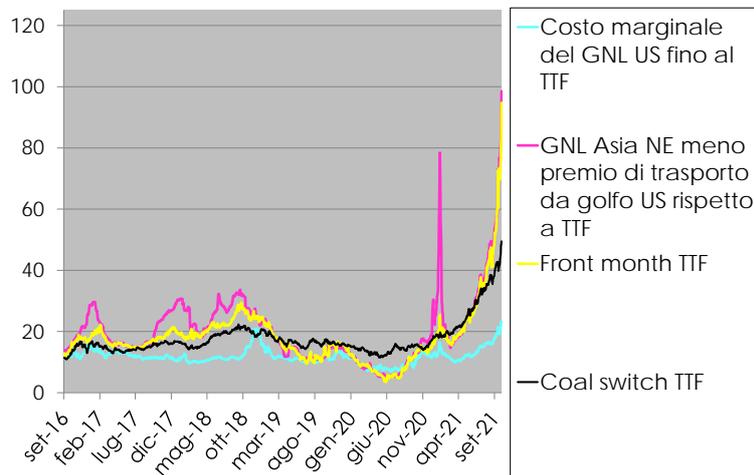
Frattanto le forniture dirette nell'Europa meridionale hanno registrato vistosi rialzi, grazie alla concomitanza di diversi fattori, ovvero l'aumento degli approvvigionamenti di gas algerino giunti in Italia, l'avvio del gasdotto TAP e l'incremento delle

[Continua alla pagina seguente](#)

Send-out totale del GNL europeo in un intervallo rolling di 7 giorni (in milioni di mc/g, compreso il Regno Unito):



Prezzi di riferimento in €/MWh:



importazioni di gas sul TurkStream dirette a Strandzha.

Sebbene i quantitativi previsti dal contratto di transito a lungo termine stipulato da Gazprom e Naftogaz siano stati ridotti a 110 milioni di mc/g a partire da gennaio, la presenza di prenotazioni di capacità supplementare su base mensile nei mesi di luglio e agosto e di una consistente riduzione degli acquisti di capacità fisica e di *backhaul* transitante in Ucraina da parte dell'Europa, ha portato ad un incremento dei volumi netti in transito in Ucraina rispetto al terzo trimestre del 2020.

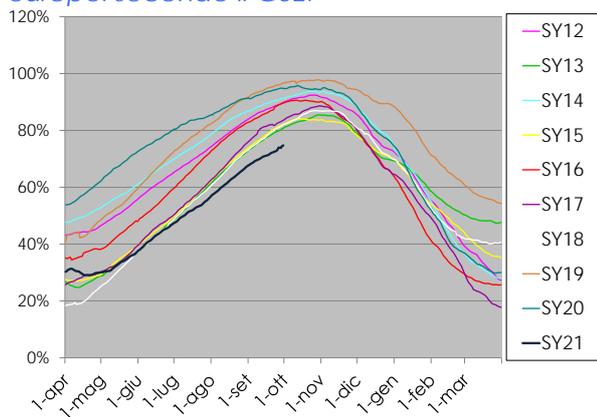
Malgrado sia gli approvvigionamenti provenienti dall'Europa meridionale sia le forniture nette di gas russo abbiano complessivamente registrato incrementi nel corso dell'Anno Termico, questi ultimi non si sono comunque rivelati sufficienti a compensare le riduzioni subite dall'offerta di GNL, dagli approvvigionamenti netti

provenienti dal Mare del Nord e dalla produzione europea, portando ad un calo aggregato ammontante a 4 miliardi di metri cubi.

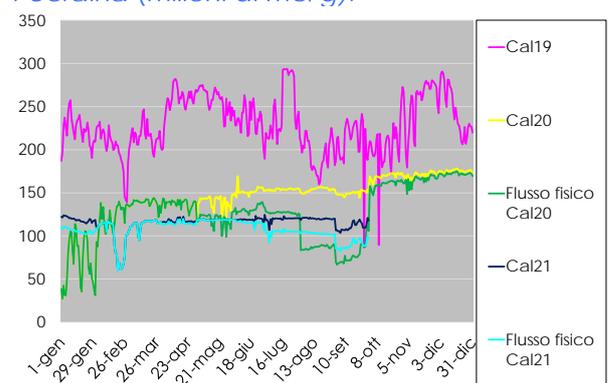
E nonostante si sia assistito ad una flessione dei consumi dovuta al passaggio da una produzione di energia elettrica alimentata a gas ad una alimentata a carbone nel corso del terzo trimestre, la presenza di un inverno caratterizzato da temperature moderatamente basse e da una primavera più fresca del consueto, ha portato ad un incremento dei consumi nell'AT20 pari a 17 miliardi di mc, avente come esito un prelievo netto dai centri di stoccaggio ammontante a 21 miliardi di mc di gas. Al 30 settembre le giacenze si attestavano su una punta minima stagionale degli ultimi dieci anni nonché su di un livello inferiore di più di 15 miliardi di mc rispetto alla media di fine estate.

[Continua alla pagina seguente](#)

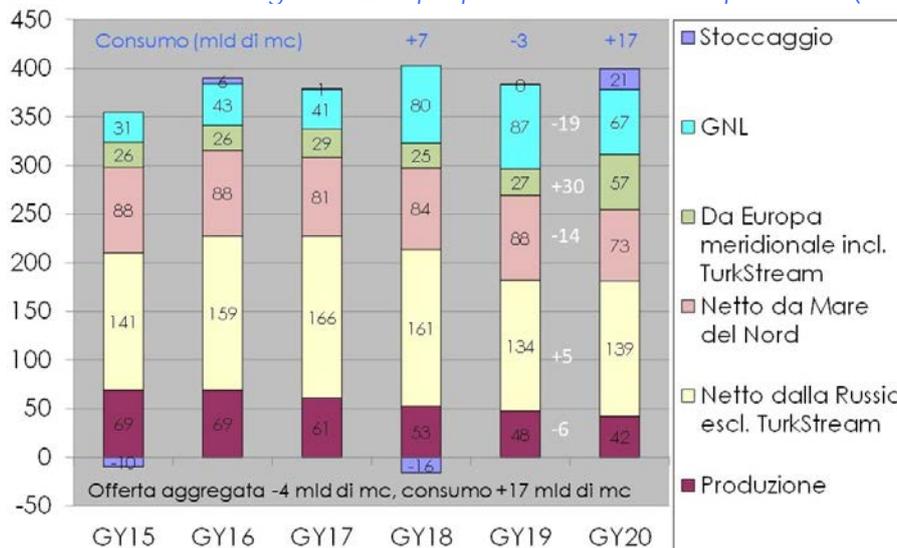
Giacenze presenti nei centri di stoccaggio europei secondo il GSE:



Transito di gas russo verso l'Europa attraverso l'Ucraina (milioni di mc/g):



Approvvigionamento totale di gas all'Europa per Anno Termico e per fonte (miliardi di mc):



Gas italiano

In presenza di una riduzione della domanda del comparto produzione di energia elettrica, nel terzo trimestre il consumo di gas ha subito una leggera flessione, pur consentendo alla domanda italiana per l'AT20 di evidenziare un rialzo di quasi 5 miliardi di mc e di salire quindi a quota 74 miliardi di mc, o registrare una media ammontante a 204 milioni di mc/g.

Il perdurare di prenotazioni di capacità su base mensile fa sì che, nel terzo trimestre, gli approvvigionamenti provenienti dall'Algeria continuino ad attestarsi su livelli piuttosto elevati. Il crescere dei volumi sul TAP e la riduzione delle forniture provenienti dalla Libia hanno consentito alla media delle importazioni totali dalle regioni meridionali di

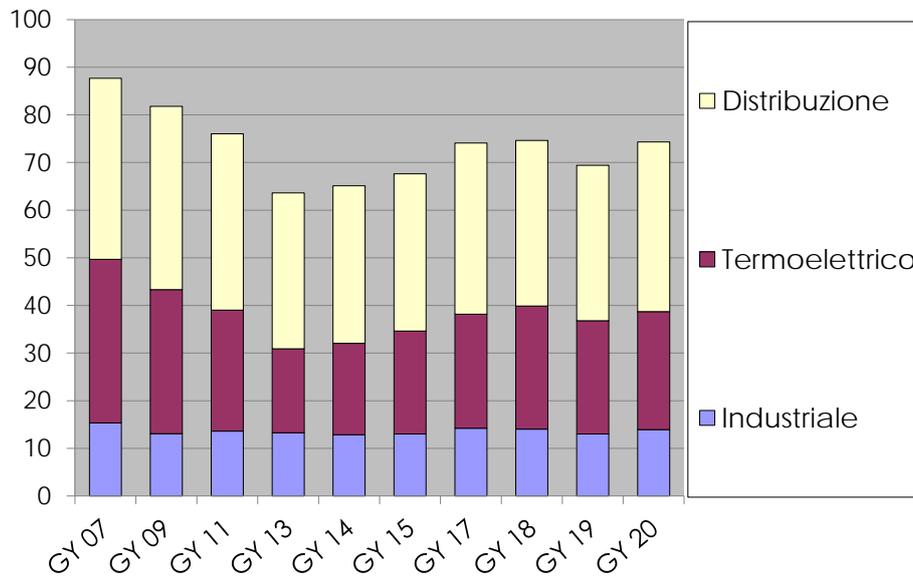
raggiungere quota 79 milioni di mc/g nel corso dell'Anno Termico – ovvero di più che raddoppiare rispetto all'AT19.

Malgrado una diminuzione della produzione e un calo di 7 milioni di mc/g dei valori di *send-out* del GNL, si riduce la necessità di ricorrere alle importazioni dalle regioni settentrionali che passano da un valore di 105 ad uno di 81 milioni di mc/g.

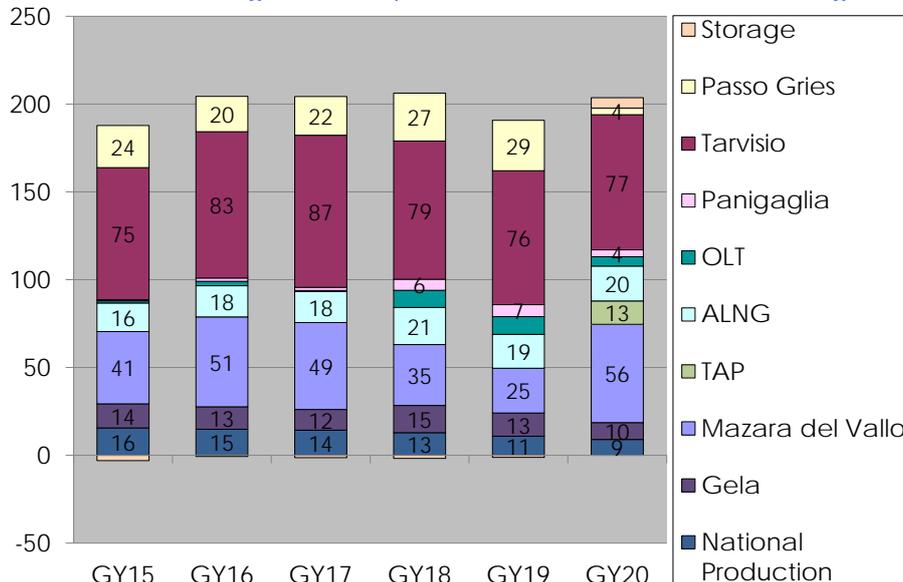
In presenza di contratti di fornitura a lungo termine e di capacità sul TAG detenuta dalla Gazprom con approvvigionamenti pari a circa 61 milioni di mc/g a Tarvisio, l'esigenza media di ricorrere alle importazioni di 'gas di mercato' si è attestata su di un valore pari a soli 20 milioni di mc/g.

[Continua alla pagina seguente](#)

Domanda totale per l'Anno Termico in miliardi di mc:



Offerta media giornaliera per Anno termico in milioni di mc/g:



Gran parte del volume aggiuntivo si deve ai titolari di capacità sul TAG che acquistano forniture *spot* al VTP, facendo di Tarvisio, invece che di Passo Gries, il consueto punto di bilanciamento marginale.

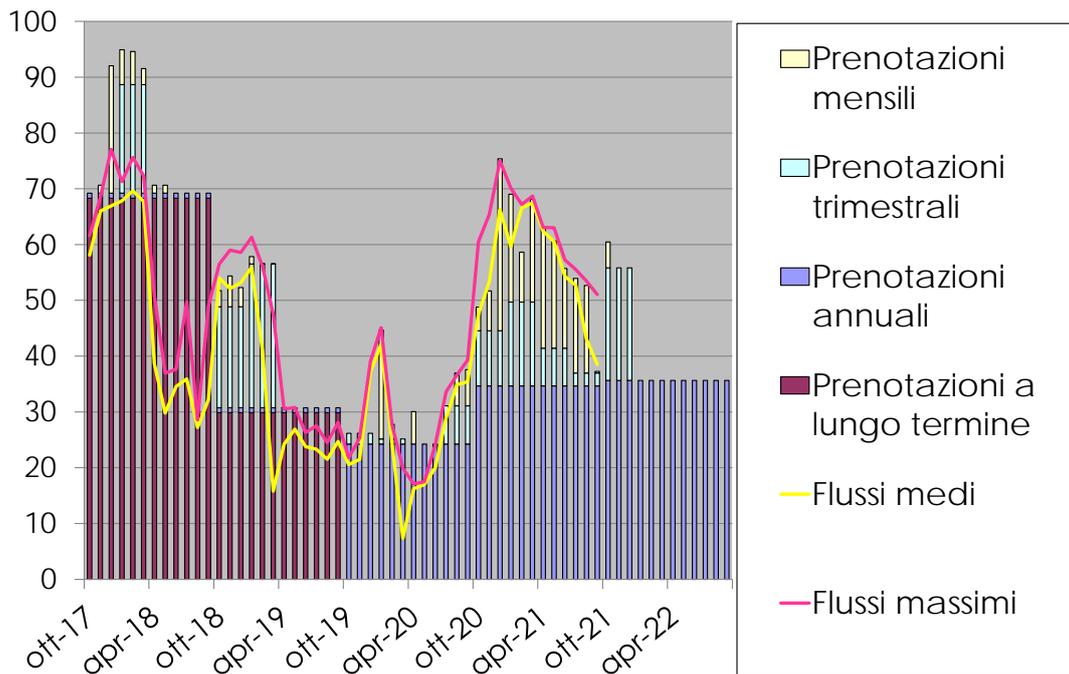
In alcuni fine settimana e per gran parte di agosto, in presenza di consumi modesti, ma di contratti a lungo termine nominati a livelli elevati, i prezzi al PSV sono scesi a valori inferiori a quelli al VTP e all'NCG, in quanto, per bilanciare il mercato, si è dovuto ricorrere

alle esportazioni a Passo Gries o a nomine in controflusso in uscita a Tarvisio.

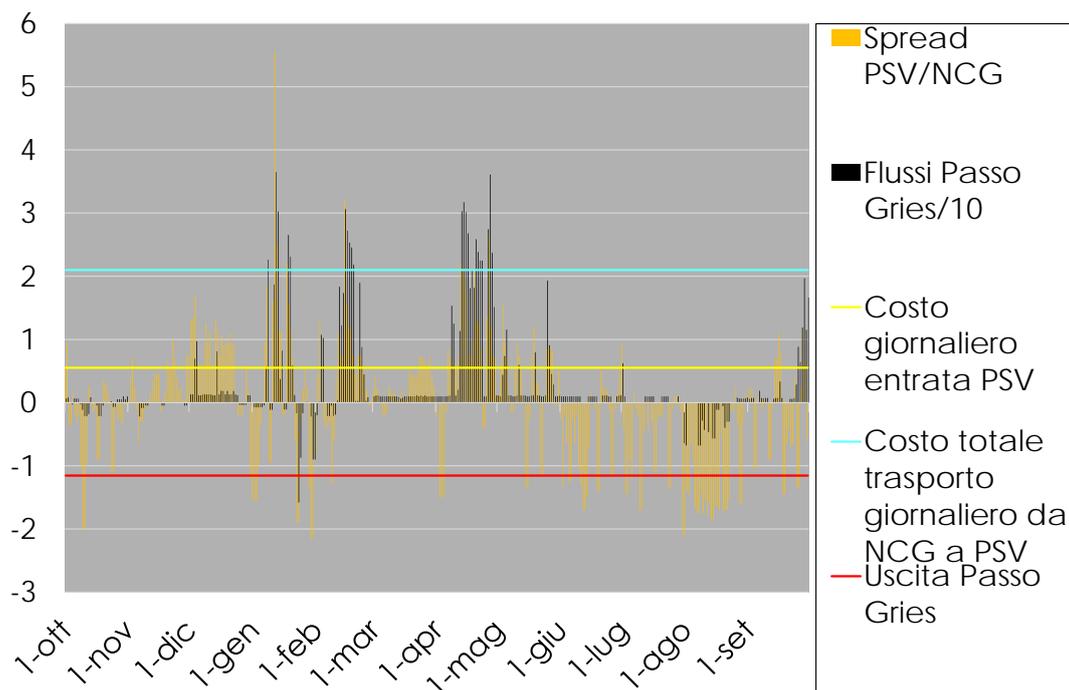
Essendo più frequente la necessità di uno sconto al PSV per consentire le esportazioni, rispetto al bisogno di disporre di un premio per incoraggiare le importazioni, lo *spread* PSV/NCG per il Q4 scende a -0,68 €/MWh, spingendo la media per l'Anno Termico in territorio negativo, ovvero a -0,02 €/MWh.

[Continua alla pagina seguente](#)

Flussi e prenotazioni di capacità a Mazara del Vallo (milioni di mc/g):



Spread PSV/NCG del giorno prima in €/MWh e flussi a Passo Gries in milioni di mc/g/10:



Elettricità

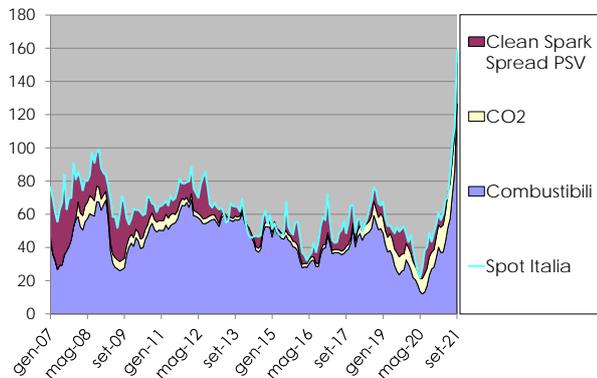
Nel terzo trimestre il valore raggiunto dal *clean spark spread spot PSV* medio pari a 6,99 €/MWh corrisponde soltanto alla metà del prezzo finale del Q320, attestandosi su di un valore inferiore di 21 centesimi se confrontato con l'ultima quotazione a termine per il Q321 ammontante a 7,20 €/MWh. Ciononostante prezzi di gas e CO₂ attestati su livelli superiori inducono il prezzo dell'elettricità di *baseload* a pressoché triplicarsi rispetto all'anno precedente e a raggiungere quindi quota 124,55 €/MWh, valore superiore di quasi 25 euro

se confrontato con l'ultima quotazione per il terzo trimestre.

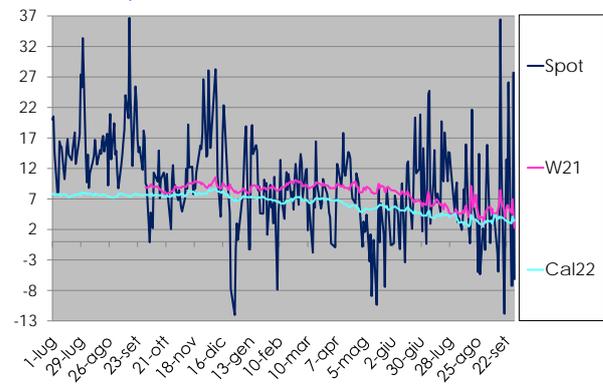
La redditività degli impianti italiani a ciclo combinato di maggior efficienza ha subito riduzioni di molto inferiori rispetto a quanto suggerirebbe lo *spark spread* di un impianto che presenta un'efficienza standard del 49,13%. Ipotizzando un'efficienza media del 52%, i margini di un impianto a ciclo combinato italiano avrebbero evidenziato una diminuzione media ammontante a 2,53 €/MWh.

[Continua alla pagina seguente](#)

Clean spark spread spot PSV medi mensili in €/MWh:



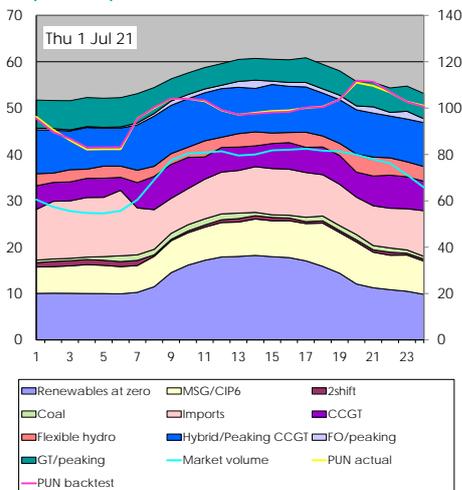
Clean spark spread in €/MWh (solo giorni lavorativi):



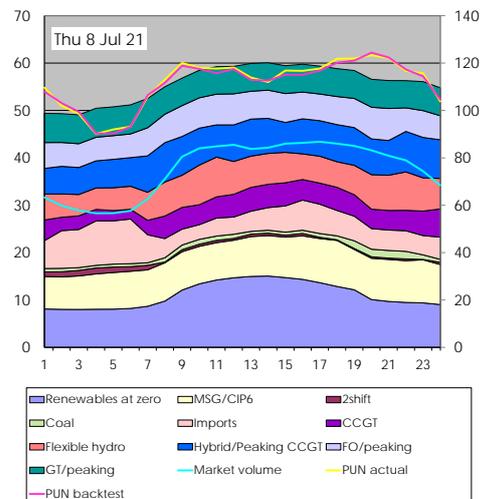
Il *clean spark spread spot PSV* più elevato di luglio pari a 23,17 €/MWh è stato registrato giovedì 8. Lo *spread* più basso dei giorni lavorativi è stato rilevato una settimana prima, quando la domanda si è attestata su di un valore inferiore di un gigawatt e la produzione da fonti rinnovabili su di un valore superiore di 2,3 GW.

AlbaStack: importazioni, rinnovabili, offerte di vendita delle centrali termoelettriche per fascia di prezzo e domanda (in MW, asse a sinistra) rilevate in Italia su base oraria nonché PUN effettivi e modellizzati su base oraria (in €/MWh, asse a destra):

Clean spark spread PSV 2,92 €/MWh



23,17 €/MWh



Le fasce di capacità riflettono i *range* di prezzo più che il tipo di tecnologia utilizzato – ad esempio quella relativa ai "2 turni" riunisce le offerte di vendita di tutti i tipi di capacità da 10 a 25 €/MWh, l'*import* da 25 € al costo variabile CC -3 €/MWh. La fascia relativa al ciclo combinato presenta costi attestati attorno a quello variabile del ciclo combinato. Quella delle centrali idroelettriche flessibili va da CC + 7 €/MWh a CC + 22 €/MWh, mentre quella degli impianti di punta/ibridi a ciclo combinato va da CC + 22 €/MWh a CC + 58 €/MWh

Gran parte della riduzione è stata registrata nel mese di agosto, in quanto una produzione da fonti rinnovabili attestata su valori elevati ed importazioni in rialzo – in esito ad un calendario delle manutenzioni meno impegnativo del solito – hanno ridotto il ricorso alla produzione termoelettrica italiana.

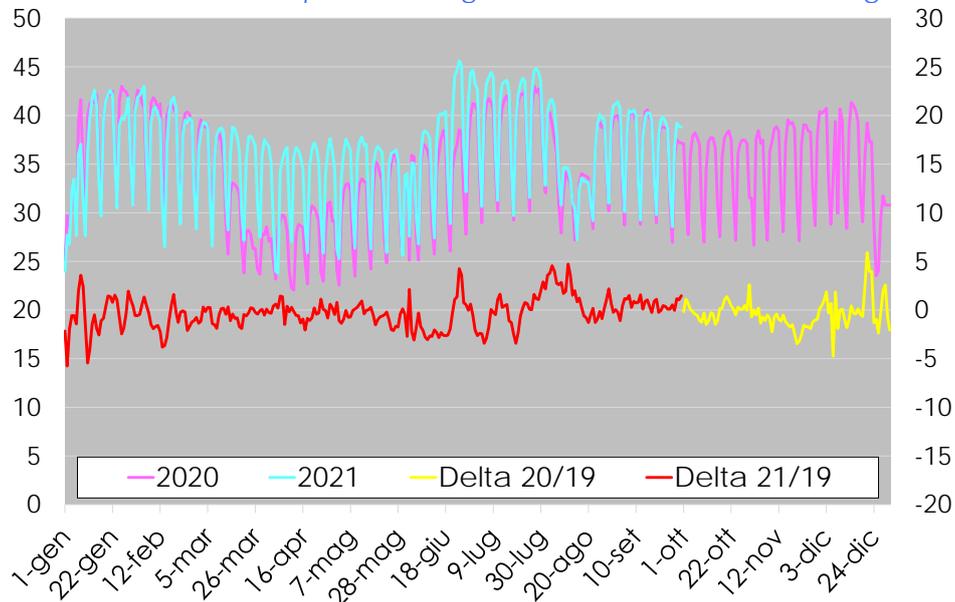
Malgrado l'effetto esercitato sull'energia elettrica dall'incessante aumento dei prezzi del gas, non vi è stato alcun segno indicante un indebolimento della domanda, visto che dai dati di Terna sulla domanda rettificata dall'impatto climatico è emerso che, nel Q321, i consumi avrebbero evidenziato un incremento di 1,1 GW rispetto al Q320

nonché un rialzo pari a quasi 500 MW rispetto al Q319. L'aumentare della competitività tra produzione alimentata a carbone e quella a ciclo combinato ha portato, verso la fine del trimestre, ad un rialzo della produzione delle centrali a carbone.

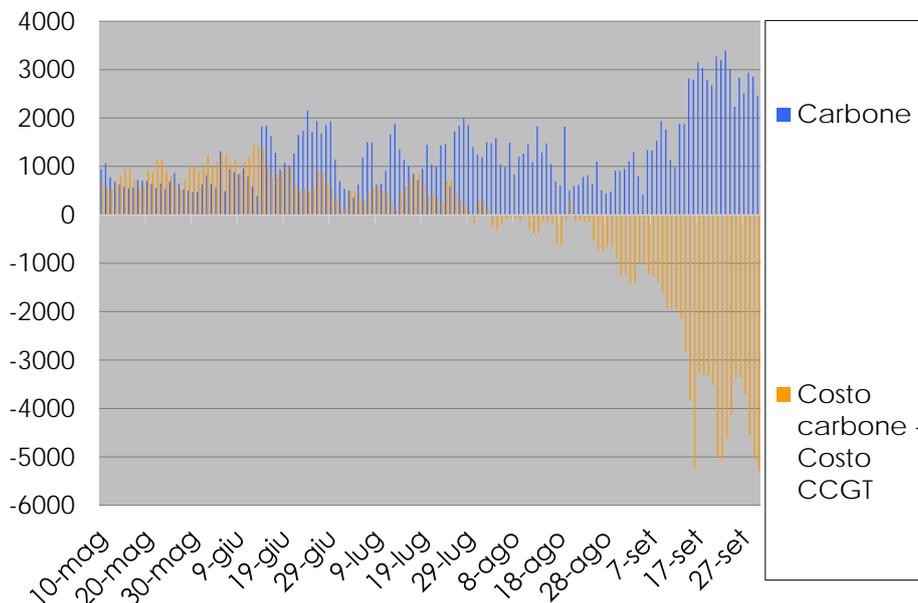
Il *clean spark spread* PSV per il Cal22 lascia sul terreno 73 centesimi scendendo ad un valore pari a 3,59 €/MWh alla fine del trimestre, anche se i margini attesi di un impianto a ciclo combinato con un'efficienza del 52% hanno di fatto evidenziato un incremento ammontante a 2,73 €/MWh.

[Continua alla pagina seguente](#)

Domanda italiana di elettricità in GW rettificata sulla base delle normali temperature stagionali e dell'allineamento dei giorni festivi:



Centrali a carbone italiane programmate sul mercato del giorno prima (MW) e differenziale tra i costi variabili di una centrale a carbone/impianto CC in c€/MWh:



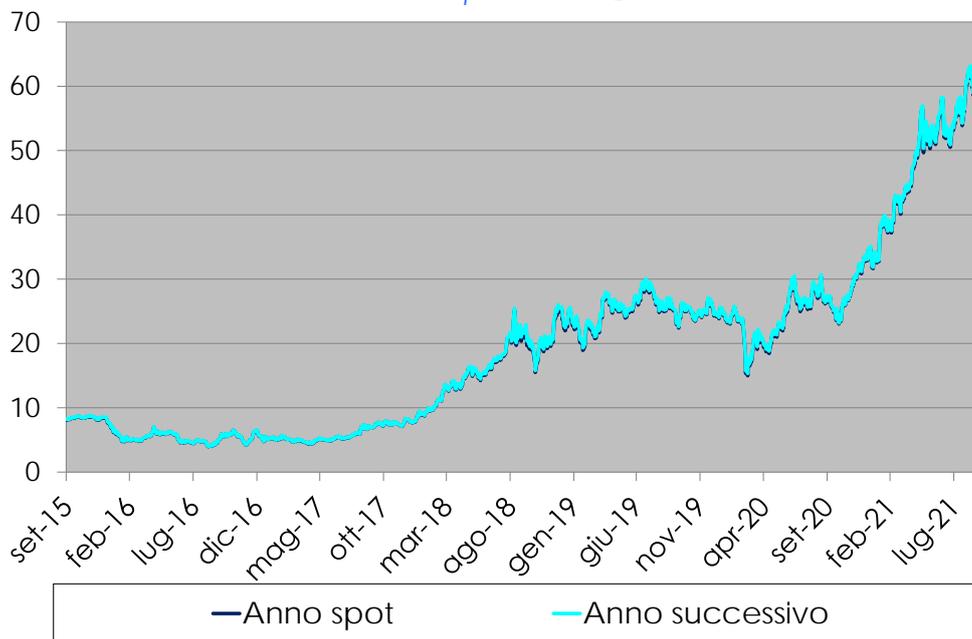
Quote di CO₂

Nel corso del trimestre i prezzi delle quote di CO₂ hanno registrato un incremento pari a 3,59 €/T, viste le prospettive di aumento della domanda di quote EUA dovuto alle condizioni di mercato sempre più vantaggiose per la produzione di energia elettrica alimentata a carbone rispetto a quella alimentata a gas.

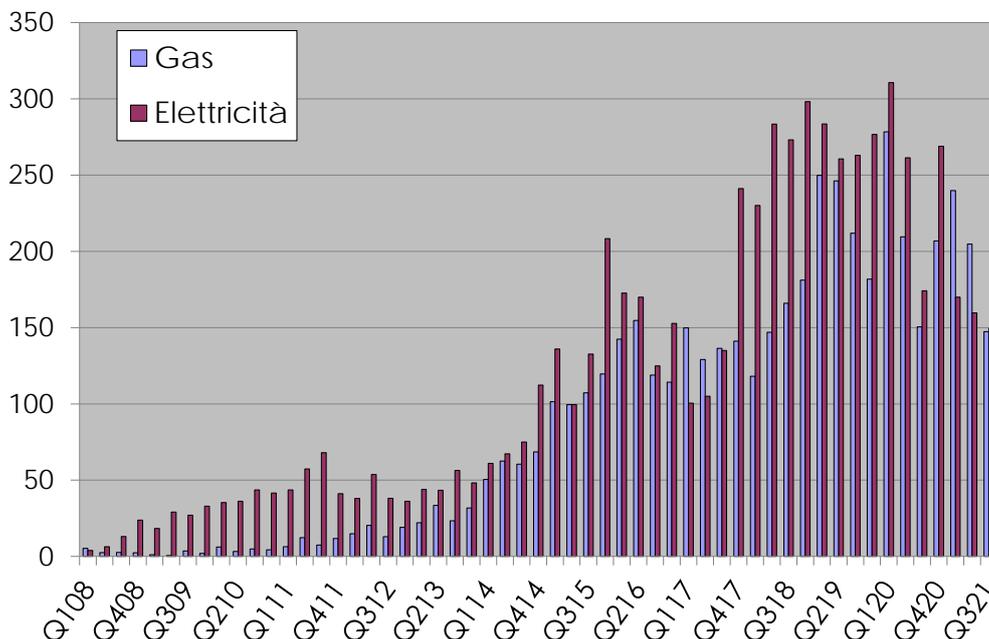
Liquidità

Visto che il rialzo dei prezzi del gas e dell'elettricità ha incrementato le esposizioni creditizie, nel terzo trimestre i volumi di scambio di gas al PSV hanno subito un calo del 28% rispetto al secondo trimestre del 2021 nonché una riduzione del 2% se confrontati con il terzo trimestre del 2020, scendendo ad un valore pari a 147 TWh. I volumi di energia elettrica segnano un -6% rispetto al secondo trimestre nonché un -14%, se confrontati con il terzo trimestre del 2020, attestandosi su di un valore pari a 150 TWh.

Prezzi delle quote di CO₂ in €/T:



Volumi di scambio registrati in TWh:



Notizie flash

Falck vende 60% di Falck Renewables a IIF per 8,81 euro/azione

Falck ha sottoscritto un accordo per la vendita del 60% di Falck Renewables a Infrastructure Investment Fund (IIF), veicolo d'investimento di cui J.P. Morgan Investment Management è advisor, a un prezzo di 8,81 euro per azione. A seguito del closing, IIF promuoverà l'offerta pubblica di acquisto obbligatoria per cassa sul restante capitale sociale di Falck Renewables, al medesimo prezzo per azione offerto a Falck con l'intenzione di conseguire il delisting di Falck Renewables. L'investimento di un nuovo partner strategico consente a Falck Renewables di sfruttare al meglio le opportunità d'investimento che si stanno creando nel settore delle energie rinnovabili e di porsi quale key player nell'attuale contesto di mercato molto competitivo.

Green Power Marcallese sigla contratto fornitura rifiuti organici per impianto biometano

Green Power Marcallese (GPM), società al 25% controllata dal gruppo Agatos, ha siglato un contratto per la fornitura di rifiuti organici che andrà ad alimentare l'impianto di biometano che sarà costruito a Marcallo. GPM ha incaricato Agatos Energia di costruire il primo impianto basato sul brevetto BIOSIP brevettato da Agatos per la produzione di biometano da rifiuti organici. Il contratto garantisce che l'impianto, una volta collaudato, riceverà la quantità di rifiuti consentito dall'autorizzazione.

Eni sigla accordo su transizione energetica con Fincantieri; avvia produzione SAF

Eni e Fincantieri hanno firmato un Memorandum of Understanding (MoU) per avviare una collaborazione nella transizione

energetica, tramite l'individuazione di un sistema di soluzioni integrate in progetti di decarbonizzazione in ambito energetico, dei trasporti e dell'economia circolare. La partnership si concentrerà sullo sviluppo di sinergie tra cui la riduzione dell'impatto ambientale del settore del trasporto marittimo, la produzione di energia da fonti rinnovabili e l'economia circolare.

La settimana scorsa, Eni ha avviato la produzione di carburanti sostenibili alternativi per l'aviazione (SAF), prodotti esclusivamente da scarti e residui. Eni prevede il raddoppio, entro il quadriennio, dell'attuale capacità di bioraffinazione di 1.1 milioni di tonnellate/anno e il suo incremento fino a 5-6 milioni di tonnellate l'anno entro il 2050. Il cosiddetto biojet rivestirà un ruolo rilevante nel mix prodotti e l'obiettivo è di raggiungere una capacità produttiva di almeno 500 mila tonnellate l'anno di biojet al 2030.

Iren Smart Solutions compra 100% Bosch Energy and Building Solutions Italy

Iren Smart Solutions, controllata interamente da Iren tramite Iren Energia, ha acquisito il 100% del capitale sociale di Bosch Energy and Building Solutions Italy, società operante nel settore dell'efficientamento energetico anche come ESCo (Energy Service Company) nella progettazione, realizzazione e gestione d'impianti integrati di riscaldamento, climatizzazione e cogenerazione per clienti pubblici e privati. Bosch Energy and Building Solutions Italy, inoltre, gestisce commesse nel settore ospedaliero, segmento di mercato nel quale Iren Smart Solutions non è attualmente presente. La società acquisita ha una forte esperienza dei contratti EPC (contratto di prestazione energetica) nella gestione di grandi imprese, è attiva nel mercato della micro-cogenerazione, nel real estate del settore terziario, ha competenze nel settore della building automation sia nel campo immobiliare sia in quello sanitario, e completa in tal modo le competenze e la base clienti di Iren Smart Solutions. La società acquisita opera prevalentemente nel nord Italia.

[Continua alla pagina seguente](#)

Stellantis insieme a TheF per rete ricarica veicoli elettrici in Europa

Stellantis tramite FCA Italy, ha firmato una partnership con TheF Charging per la realizzazione in Europa di un network di ricarica pubblico accessibile a tutti i veicoli elettrici e che riservi condizioni esclusive per i clienti Stellantis. Le due società hanno identificato in tutta Europa oltre 1.000 proprietari o gestori di località in grado di soddisfare le necessità di ricarica dei clienti. Tali località saranno parte del network che Stellantis e TheF svilupperanno e promuoveranno in collaborazione almeno fino al 2025. L'inaugurazione del network avverrà entro il 2021 con l'installazione delle prime stazioni di ricarica quick in Italia, e poi si espanderà in tutta Europa. La collaborazione con TheF è complementare al progetto Atlante che nasce dalla collaborazione con NHOA per realizzare nel Sud Europa. La partnership con TheF coinvolgerà anche, come potenziale fornitore di soluzioni hardware, Free2Move eSolutions, la joint venture tra Stellantis e NHOA dedicata all'offerta di prodotti e servizi per l'e-mobility.

Lamborghini annuncia impianto biometano per alimentare sito Sant'Agata Bolognese

Automobili Lamborghini ha avviato la realizzazione di un impianto per l'uso del biometano al posto del gas naturale per l'alimentazione del suo stabilimento di Sant'Agata Bolognese. Il sistema erogherà quasi quattro milioni di metri cubi l'anno, pari a circa il 65% di fabbisogno di gas dell'azienda. Lamborghini ha anche annunciato il programma Direzione Cor Tauri al 2030 che prevede investimenti pari a 1,5 miliardi di euro in quattro anni. Il programma porterà, nel 2024, ad avere tutta la gamma di prodotti totalmente ibrida ed entro il 2030, all'introduzione di un quarto modello full electric.

Ultimi sviluppi nel fotovoltaico

- Terna Energy Solutions ha sottoscritto un accordo per l'acquisizione del 75% di LT, creando un operatore nazionale nel settore dell'O&M d'impianti fotovoltaici con circa 1000 MW in gestione. LT è un operatore nel settore della manutenzione degli impianti fotovoltaici ed è attivo nella progettazione e nella realizzazione d'interventi di revamping e repowering d'impianti esistenti così come nella costruzione di nuovi impianti per conto terzi. L'operazione è stata conclusa sulla base di una valutazione di 24 milioni di euro in termini di Equity Value per il 100% della società
- Si è con grande successo il primo lancio di "Scelta Rinnovabile", l'iniziativa di crowdfunding di Enel Green Power con i residenti di Poggio Renatico (Ferrara) che hanno coperto interamente il target di raccolta fondi, pari a 100.000 euro, per la costruzione di un impianto fotovoltaico nel comune
- Powertis ha concluso la vendita del 51% di 772 MW di progetti fotovoltaici in Italia ad Aquila Capital, oltre l'obiettivo originale dell'accordo di 750 MW. Aquila ha anche acquistato un'opzione per comprare il rimanente 49% detenuto da Powertis che può essere esercitata su ready-to-build (RTB) oppure commercial operation date (COD)

Date da ricordare

Data	Evento	Argomento	Informazioni
10/11/21	Asta	Capacità d'importazione baseload dell'Interconnector austriaco per il mese di dicembre	www.jao.eu/
10/11/21	Asta	Capacità d'importazione baseload dell'Interconnector svizzero per il mese di dicembre	www.jao.eu/
10/11/21	Asta	Capacità d'importazione peakload dell'Interconnector svizzero per il mese di dicembre	www.jao.eu/
10/11/21	Asta	Capacità d'importazione baseload dell'Interconnector francese per il mese di dicembre	www.jao.eu/
10/11/21	Asta	Capacità d'importazione baseload dell'Interconnector sloveno per il mese di dicembre	www.jao.eu/
10/11/21	Asta	Capacità d'importazione baseload dell'Interconnector greco per il mese di dicembre	www.jao.eu/
15/11/21	Asta	Capacità d'importazione dell'Interconnector ITME per il mese di dicembre	www.seecao.com

Indici spot del gas

	PSV	Baum	NCG	TTF	GR04	GR07	PSV/GR07
Liquidazione settembre	62,1567	62,4650	62,3667	62,5917	25,0367	25,0900	37,0667
Media progressiva ott	91,66	93,29	93,13	92,52	26,78	26,76	64,89
1 ottobre 2021	92,35	94,00	94,15	93,15	26,70	26,80	65,55
2 ottobre 2021	91,80	92,50	92,70	92,30	26,80	26,70	65,10
3 ottobre 2021	91,80	92,50	92,70	92,30	26,80	26,70	65,10
4 ottobre 2021	93,10	93,00	93,50	92,80	26,80	26,70	66,40
5 ottobre 2021	93,20	94,00	90,90	90,10	26,70	26,70	66,50
6 ottobre 2021	113,15	115,90	116,25	115,15	26,80	26,80	86,35
7 ottobre 2021	106,00	107,45	108,30	107,85	26,80	26,80	79,20
8 ottobre 2021	92,80	95,00	94,60	94,00	26,80	26,80	66,00
9 ottobre 2021	78,40	84,80	84,50	84,00	26,80	26,80	51,60
10 ottobre 2021	78,40	84,80	84,50	84,00	26,80	26,80	51,60
11 ottobre 2021	86,00	86,80	86,50	85,60	26,80	26,80	59,20
12 ottobre 2021	84,45	86,40	86,30	85,60	26,80	26,80	57,65
13 ottobre 2021	84,40	85,80	86,80	86,20	26,80	26,80	57,60
14 ottobre 2021	88,65	89,60	90,60	89,95	26,80	26,80	61,85
15 ottobre 2021	96,80	98,30	99,20	98,60	26,80	26,80	70,00
16 ottobre 2021	93,25	94,80	94,85	94,30	26,80	26,80	66,45
17 ottobre 2021	93,25	94,80	94,85	94,30	26,80	26,80	66,45
18 ottobre 2021	94,30	95,60	95,75	95,15	26,80	26,80	67,50
19 ottobre 2021	95,10	93,65	92,80	92,10	26,80	26,70	68,40
20 ottobre 2021	90,40	91,50	88,50	87,85	26,70	26,70	63,70
21 ottobre 2021	91,10	92,45	90,85	90,40	26,70	26,70	64,40
22 ottobre 2021	87,75	88,80	89,65	89,70	26,70	26,70	61,05
23 ottobre 2021							
24 ottobre 2021							
25 ottobre 2021							
26 ottobre 2021							
27 ottobre 2021							
28 ottobre 2021							
29 ottobre 2021							
30 ottobre 2021							
31 ottobre 2021							
ago-21	42,25	43,38	43,52	43,76	23,84	23,92	18,33
lug-21	35,27	35,80	35,81	36,00	22,50	22,61	12,65
GY20	26,21	25,98	26,23	26,33	19,97	20,17	6,04
GY19	10,39	9,77	9,14	8,84	26,37	26,37	-15,97
GY18	18,92	17,78	17,06	16,61	29,89	29,78	-10,86
GY17	23,27	21,58	21,37	21,35	25,20	25,35	-2,08
GY16	18,83	17,60	17,02	16,81	21,85	22,09	-3,26
GY15	15,84	14,92	14,17	13,92	20,62	20,76	-4,92
GY14	23,63	22,13	21,32	21,09	34,13	33,87	-10,23
GY13	23,84	23,08	22,31	22,05	37,77	37,45	-13,61

Indici spot degli spread

	PSV SS	Clean PSV SS	GR04 SS	Clean GR04 SS	GR07 SS	Clean GR07 SS	Dark Spread	Clean DS
Liquidazione settembre	32,0706	7,5396	107,6253	83,0942	107,5167	82,9857	103,7464	47,7543
Media progressiva ott	33,69	9,63	165,75	141,69	165,78	141,72	148,10	93,19
1 ottobre 2021	17,64	-6,91	151,27	126,71	151,06	126,51	137,32	81,27
2 ottobre 2021	40,28	15,04	172,58	147,35	172,78	147,55	152,17	94,57
3 ottobre 2021	4,75	-20,49	137,05	111,81	137,25	112,02	116,64	59,04
4 ottobre 2021	21,62	-3,62	156,57	131,33	156,77	131,54	136,16	78,56
5 ottobre 2021	17,01	-8,64	152,36	126,71	152,36	126,71	126,12	67,58
6 ottobre 2021	12,15	-13,97	187,91	161,79	187,91	161,79	149,70	90,09
7 ottobre 2021	91,96	68,07	253,17	229,28	253,17	229,28	234,22	179,69
8 ottobre 2021	40,19	16,33	174,52	150,67	174,52	150,67	160,91	106,46
9 ottobre 2021	40,60	17,01	145,63	122,04	145,63	122,04	132,72	78,87
10 ottobre 2021	12,29	-11,31	117,32	93,72	117,32	93,72	104,41	50,55
11 ottobre 2021	28,43	4,84	148,93	125,33	148,93	125,33	136,02	82,16
12 ottobre 2021	46,65	22,90	163,99	140,24	163,99	140,24	143,62	89,42
13 ottobre 2021	43,99	20,38	161,23	137,62	161,23	137,62	138,96	85,05
14 ottobre 2021	33,63	10,22	159,52	136,11	159,52	136,11	139,22	85,80
15 ottobre 2021	14,83	-9,39	157,31	133,09	157,31	133,09	135,74	80,46
16 ottobre 2021	27,64	3,55	162,90	138,81	162,90	138,81	143,35	88,36
17 ottobre 2021	2,28	-21,81	137,53	113,44	137,53	113,44	117,98	62,99
18 ottobre 2021	54,71	30,62	192,11	168,01	192,11	168,01	172,56	117,57
19 ottobre 2021	56,98	33,52	196,00	172,54	196,20	172,74	181,66	128,11
20 ottobre 2021	48,34	26,64	177,99	156,30	177,99	156,30	167,28	117,76
21 ottobre 2021	30,59	7,68	161,67	138,76	161,67	138,76	150,93	98,64
22 ottobre 2021	54,67	31,29	178,93	155,55	178,93	155,55	180,46	127,09
23 ottobre 2021								
24 ottobre 2021								
25 ottobre 2021								
26 ottobre 2021								
27 ottobre 2021								
28 ottobre 2021								
29 ottobre 2021								
30 ottobre 2021								
31 ottobre 2021								
ago-21	26,41	3,98	63,88	41,45	63,71	41,28	66,40	15,22
lug-21	30,87	9,45	56,87	35,45	56,63	35,21	61,70	12,81
Cal 18	17,76	7,86	-9,45	-19,36	-9,61	-19,51	21,98	-0,62
Cal 19	19,58	9,62	-7,61	-17,58	-7,42	-17,38	31,31	8,56
Cal 18	11,92	5,56	5,83	-0,53	5,76	-0,60	31,95	17,44
Cal 17	14,07	11,72	7,88	5,53	7,37	5,02	26,27	20,91
Cal 16	10,84	8,67	3,54	1,37	3,10	0,93	22,63	17,68
Cal 15	7,47	4,39	-9,69	-12,78	-9,30	-12,38	33,30	26,26
Cal 14	5,01	2,61	-25,77	-28,16	-25,12	-27,52	30,77	25,30
Cal 13	6,11	4,29	-16,74	-18,56	-15,95	-17,77	39,72	35,57
Cal 12	17,28	14,29	-10,31	-13,30	-9,59	-12,58	47,93	41,11

Gas al PSV €/MWh

	Bid	Offer	Mid	Δ Wk
Day Ahead	87,65	87,85	87,75	-9,05
Weekend	86,10	86,50	86,30	-8,70
WDNW	87,80	88,20	88,00	-9,20
BoM	87,30	87,70	87,50	-9,50
Novembre	87,40	87,80	87,60	-10,60
Dicembre	90,10	90,50	90,30	-10,00
Gennaio	90,40	90,80	90,60	-9,65
Q122	88,75	89,15	88,95	-9,40
Q222	46,70	47,10	46,90	2,00
Q322	43,40	43,80	43,60	1,30
Q422	44,35	44,75	44,55	0,55
Summer 22	45,05	45,45	45,25	1,65
Winter 22	44,15	44,55	44,35	1,70
GY22	37,05	37,45	37,25	1,45
GY23	27,05	27,45	27,25	0,85
Cal 22	55,75	55,95	55,85	-1,35
Cal 23	33,70	33,90	33,80	1,25

Gas al VTP €/MWh

	Bid	Offer	Mid	Δ Wk
Day Ahead	88,70	88,90	88,80	-9,50
Weekend	88,30	88,70	88,50	-8,80
WDNW	89,70	90,10	89,90	-8,20
BoM	89,20	89,60	89,40	-8,60
Novembre	89,15	89,55	89,35	-9,65
Dicembre	89,45	89,85	89,65	-9,80
Gennaio	89,50	89,90	89,70	-9,70
Q122	88,25	88,65	88,45	-9,65
Q222	46,25	46,65	46,45	1,80
Q322	43,65	44,05	43,85	1,40
Q422	43,85	44,25	44,05	1,70
Summer 22	44,95	45,35	45,15	1,60
Winter 22	43,45	43,85	43,65	1,70
GY22	36,60	37,00	36,80	1,40
GY23	26,60	27,00	26,80	0,85
Cal 22	55,45	55,65	55,55	-1,15
Cal 23	33,25	33,45	33,35	1,30

Spread PSV/VTP €/MWh

	Bid	Offer	Mid	Δ Wk
Day Ahead	-1,25	-0,85	-1,05	0,45
Weekend	-2,60	-1,80	-2,20	0,10
WDNW	-2,30	-1,50	-1,90	-1,00
BoM	-2,30	-1,50	-1,90	-0,90
Novembre	-2,15	-1,35	-1,75	-0,95
Dicembre	0,25	1,05	0,65	-0,20
Gennaio	0,50	1,30	0,90	0,05
Q122	0,10	0,90	0,50	0,25
Q222	0,05	0,85	0,45	0,20
Q322	-0,65	0,15	-0,25	-0,10
Q422	0,10	0,90	0,50	-1,15
Summer 22	-0,30	0,50	0,10	0,05
Winter 22	0,30	1,10	0,70	0,00
GY22	0,05	0,85	0,45	0,05
GY23	0,05	0,85	0,45	0,00
Cal 22	0,10	0,50	0,30	-0,20
Cal 23	0,25	0,65	0,45	-0,05

Elettricità baseload Italia €/MWh

	Bid	Offer	Mid	Δ Wk
Week Ahead	228,00	230,00	229,00	1,00
BoM	221,55	223,55	222,55	-0,20
Novembre	219,95	220,55	220,25	-17,75
Dicembre	226,05	226,65	226,35	-17,25
Gennaio	222,70	223,30	223,00	-21,70
Q122	207,70	208,30	208,00	-19,90
Q222	115,20	115,80	115,50	2,40
Q322	117,20	117,80	117,50	1,30
Q422	119,55	120,15	119,85	1,15
Summer 22	116,20	116,80	116,50	1,85
Winter 22	119,90	120,50	120,20	1,45
Cal 22	139,80	140,00	139,90	-3,70
Cal 23	93,60	94,20	93,90	0,00

Elettricità baseload Francia €/MWh

	Bid	Offer	Mid	Δ Wk
Week Ahead	193,75	195,75	194,75	23,50
BoM	191,60	193,60	192,60	9,60
Novembre	220,95	221,55	221,25	-18,25
Dicembre	256,55	257,15	256,85	-23,40
Gennaio	264,70	265,30	265,00	-31,50
Q122	223,20	223,80	223,50	-41,55
Q222	91,70	92,30	92,00	-2,00
Q322	91,90	92,50	92,20	-2,00
Q422	120,15	120,75	120,45	-0,20
Summer 22	91,80	92,40	92,10	-2,00
Winter 22	121,45	122,05	121,75	-1,10
Cal 22	131,55	131,75	131,65	-11,30
Cal 23	83,20	83,80	83,50	-0,85

Spread baseload Italia/Francia €/MWh

	Bid	Offer	Mid	Δ Wk
Week Ahead	32,25	36,25	34,25	-22,50
BoM	27,95	31,95	29,95	-9,80
Novembre	-1,60	-0,40	-1,00	0,50
Dicembre	-31,10	-29,90	-30,50	6,15
Gennaio	-42,60	-41,40	-42,00	9,80
Q122	-16,10	-14,90	-15,50	21,65
Q222	22,90	24,10	23,50	4,40
Q322	24,70	25,90	25,30	3,30
Q422	-1,20	0,00	-0,60	1,35
Summer 22	23,80	25,00	24,40	3,85
Winter 22	-2,15	-0,95	-1,55	2,55
Cal 22	8,05	8,45	8,25	7,60
Cal 23	9,80	11,00	10,40	0,85

Gas al TTF €/MWh

	Bid	Offer	Mid	Δ Wk
Day Ahead	89,65	89,75	89,70	-8,90
Weekend	88,50	88,90	88,70	-9,05
WDNW	89,30	89,70	89,50	-8,40
BoM	88,90	89,30	89,10	-8,70
Novembre	89,90	90,10	90,00	-9,70
Dicembre	90,20	90,40	90,30	-10,05
Gennaio	90,30	90,50	90,40	-9,85
Q122	88,20	88,40	88,30	-9,85
Q222	45,70	45,90	45,80	1,70
Q322	42,30	42,50	42,40	1,50
Q422	43,40	43,60	43,50	1,50
Summer 22	44,00	44,20	44,10	1,60
Winter 22	43,20	43,40	43,30	1,65
GY22	36,20	36,40	36,30	1,45
GY23	26,20	26,40	26,30	0,85
Cal 22	54,75	54,95	54,85	-1,25
Cal 23	32,80	33,00	32,90	1,30

Spread PSV/TTF €/MWh

	Bid	Offer	Mid	Δ Wk
Day Ahead	-2,10	-1,80	-1,95	-0,15
Weekend	-2,80	-2,00	-2,40	0,35
WDNW	-1,90	-1,10	-1,50	-0,80
BoM	-2,00	-1,20	-1,60	-0,80
Novembre	-2,70	-2,10	-2,40	-0,90
Dicembre	-0,30	0,30	0,00	0,05
Gennaio	-0,10	0,50	0,20	0,20
Q122	0,35	0,95	0,65	0,45
Q222	0,80	1,40	1,10	0,30
Q322	0,90	1,50	1,20	-0,20
Q422	0,75	1,35	1,05	-0,95
Summer 22	0,85	1,45	1,15	0,05
Winter 22	0,75	1,35	1,05	0,05
GY22	0,65	1,25	0,95	0,00
GY23	0,65	1,25	0,95	0,00
Cal 22	0,80	1,20	1,00	-0,10
Cal 23	0,70	1,10	0,90	-0,05

Spread VTP/TTF €/MWh

	Bid	Offer	Mid	Δ Wk
Day Ahead	-1,05	-0,75	-0,90	-0,60
Weekend	-0,60	0,20	-0,20	0,25
WDNW	0,00	0,80	0,40	0,20
BoM	-0,10	0,70	0,30	0,10
Novembre	-0,95	-0,35	-0,65	0,05
Dicembre	-0,95	-0,35	-0,65	0,25
Gennaio	-1,00	-0,40	-0,70	0,15
Q122	-0,15	0,45	0,15	0,20
Q222	0,35	0,95	0,65	0,10
Q322	1,15	1,75	1,45	-0,10
Q422	0,25	0,85	0,55	0,20
Summer 22	0,75	1,35	1,05	0,00
Winter 22	0,05	0,65	0,35	0,05
GY22	0,20	0,80	0,50	-0,05
GY23	0,20	0,80	0,50	0,00
Cal 22	0,50	0,90	0,70	0,10
Cal 23	0,25	0,65	0,45	0,00

Elettricità peak Italia €/MWh

	Bid	Offer	Mid	Δ Wk
Week Ahead	254,00	260,00	257,00	6,00
BoM	254,00	260,00	257,00	8,00
Novembre	248,00	250,00	249,00	-18,00
Dicembre	249,00	251,00	250,00	-20,50
Gennaio	245,00	247,00	246,00	-22,00
Q122	224,00	226,00	225,00	-20,00
Q222	125,00	127,00	126,00	-0,50
Q322	127,00	129,00	128,00	-2,00
Q422	129,50	131,50	130,50	-0,75
Summer 22	126,00	128,00	127,00	-1,25
Winter 22	131,75	133,75	132,75	-0,40
Cal 22	151,05	153,05	152,05	-5,75
Cal 23	103,00	105,00	104,00	-0,60

Elettricità peak Francia €/MWh

	Bid	Offer	Mid	Δ Wk
Week Ahead	220,00	226,00	223,00	19,50
BoM	220,00	226,00	223,00	6,25
Novembre	262,50	264,50	263,50	-29,75
Dicembre	329,00	331,00	330,00	-42,00
Gennaio	331,00	333,00	332,00	-33,00
Q122	284,50	286,50	285,50	-44,50
Q222	120,50	122,50	121,50	-4,00
Q322	122,00	124,00	123,00	-3,50
Q422	172,80	174,80	173,80	5,35
Summer 22	121,25	123,25	122,25	-3,75
Winter 22	168,40	170,40	169,40	1,15
Cal 22	174,50	176,50	175,50	-11,50
Cal 23	107,50	109,50	108,50	1,00

Spread peak Italia/Francia €/MWh

	Bid	Offer	Mid	Δ Wk
Week Ahead	28,00	40,00	34,00	-13,50
BoM	28,00	40,00	34,00	1,75
Novembre	-16,50	-12,50	-14,50	11,75
Dicembre	-82,00	-78,00	-80,00	21,50
Gennaio	-88,00	-84,00	-86,00	11,00
Q122	-62,50	-58,50	-60,50	24,50
Q222	2,50	6,50	4,50	3,50
Q322	3,00	7,00	5,00	1,50
Q422	-45,30	-41,30	-43,30	-6,10
Summer 22	2,75	6,75	4,75	2,50
Winter 22	-38,65	-34,65	-36,65	-1,55
Cal 22	-25,45	-21,45	-23,45	5,75
Cal 23	-6,50	-2,50	-4,50	-1,60

Gas all'NCG €/MWh

	Bid	Offer	Mid	Δ Wk
Day Ahead	89,60	89,70	89,65	-9,55
Weekend	89,00	89,40	89,20	-9,10
WDNW	89,60	90,00	89,80	-8,70
BoM	89,45	89,85	89,65	-8,75
Novembre	89,90	90,10	90,00	-9,70
Dicembre	90,10	90,30	90,20	-10,05
Gennaio	90,20	90,40	90,30	-9,95
Q122	88,25	88,45	88,35	-9,95
Q222	46,10	46,30	46,20	1,95
Q322	42,70	42,90	42,80	1,15
Q422	43,75	43,95	43,85	1,70
Summer 22	44,40	44,60	44,50	1,55
Winter 22	43,50	43,70	43,60	1,70
GY22	36,45	36,65	36,55	1,45
GY23	26,35	26,55	26,45	0,80
Cal 22	55,05	55,25	55,15	-1,25
Cal 23	33,05	33,25	33,15	1,25

Spread PSV/NCG €/MWh

	Bid	Offer	Mid	Δ Wk
Day Ahead	-2,05	-1,75	-1,90	0,50
Weekend	-3,30	-2,50	-2,90	0,40
WDNW	-2,20	-1,40	-1,80	-0,50
BoM	-2,55	-1,75	-2,15	-0,75
Novembre	-2,70	-2,10	-2,40	-0,90
Dicembre	-0,20	0,40	0,10	0,05
Gennaio	0,00	0,60	0,30	0,30
Q122	0,30	0,90	0,60	0,55
Q222	0,40	1,00	0,70	0,05
Q322	0,50	1,10	0,80	0,15
Q422	0,40	1,00	0,70	-1,15
Summer 22	0,45	1,05	0,75	0,10
Winter 22	0,45	1,05	0,75	0,00
GY22	0,40	1,00	0,70	0,00
GY23	0,50	1,10	0,80	0,80
Cal 22	0,50	0,90	0,70	-0,10
Cal 23	0,45	0,85	0,65	0,00

Spread NCG/TF €/MWh

	Bid	Offer	Mid	Δ Wk
Day Ahead	-0,15	0,05	-0,05	-0,65
Weekend	0,10	0,90	0,50	-0,05
WDNW	-0,10	0,70	0,30	-0,30
BoM	0,15	0,95	0,55	-0,05
Novembre	-0,20	0,20	0,00	0,00
Dicembre	-0,30	0,10	-0,10	0,00
Gennaio	-0,30	0,10	-0,10	-0,10
Q122	-0,15	0,25	0,05	-0,10
Q222	0,20	0,60	0,40	0,25
Q322	0,20	0,60	0,40	-0,35
Q422	0,15	0,55	0,35	0,20
Summer 22	0,20	0,60	0,40	-0,05
Winter 22	0,10	0,50	0,30	0,05
GY22	0,05	0,45	0,25	0,00
GY23	-0,05	0,35	0,15	-0,05
Cal 22	0,10	0,50	0,30	0,00
Cal 23	0,05	0,45	0,25	-0,05

Elettricità baseload Germania €/MWh

	Bid	Offer	Mid	Δ Wk
Week Ahead	152,70	154,70	153,70	27,10
BoM	147,05	149,05	148,05	5,05
Novembre	180,80	181,20	181,00	-20,35
Dicembre	185,30	185,70	185,50	-36,55
Gennaio	192,80	193,20	193,00	-43,00
Q122	174,30	174,70	174,50	-42,75
Q222	98,60	99,00	98,80	-3,40
Q322	100,50	100,90	100,70	-2,30
Q422	109,75	110,15	109,95	-1,30
Summer 22	99,55	99,95	99,75	-2,85
Winter 22	111,90	112,30	112,10	-2,05
Cal 22	120,65	120,85	120,75	-12,30
Cal 23	85,15	85,55	85,35	-1,20

Spread baseload Italia/Germania €/MWh

	Bid	Offer	Mid	Δ Wk
Week Ahead	73,30	77,30	75,30	-26,10
BoM	72,50	76,50	74,50	-5,25
Novembre	38,75	39,75	39,25	2,60
Dicembre	40,35	41,35	40,85	19,30
Gennaio	29,50	30,50	30,00	21,30
Q122	33,00	34,00	33,50	22,85
Q222	16,20	17,20	16,70	5,80
Q322	16,30	17,30	16,80	3,60
Q422	9,40	10,40	9,90	2,45
Summer 22	16,25	17,25	16,75	4,70
Winter 22	7,60	8,60	8,10	3,50
Cal 22	18,95	19,35	19,15	8,60
Cal 23	8,05	9,05	8,55	1,20

Elettricità peak Germania €/MWh

	Bid	Offer	Mid	Δ Wk
Week Ahead	186,00	190,00	188,00	17,50
BoM	186,00	190,00	188,00	2,40
Novembre	241,00	242,00	241,50	-31,00
Dicembre	244,50	245,50	245,00	-57,00
Gennaio	257,50	258,50	258,00	-47,00
Q122	233,50	234,50	234,00	-38,00
Q222	121,00	122,00	121,50	-8,50
Q322	123,50	124,50	124,00	-8,10
Q422	149,30	150,30	149,80	-6,25
Summer 22	122,25	123,25	122,75	-8,30
Winter 22	148,90	149,90	149,40	-5,65
Cal 22	156,50	157,50	157,00	-15,10
Cal 23	104,20	105,20	104,70	-0,30

Spread peak Italia/Germania €/MWh

	Bid	Offer	Mid	Δ Wk
Week Ahead	64,00	74,00	69,00	-11,50
BoM	64,00	74,00	69,00	5,60
Novembre	6,00	9,00	7,50	13,00
Dicembre	3,50	6,50	5,00	36,50
Gennaio	-13,50	-10,50	-12,00	25,00
Q122	-10,50	-7,50	-9,00	18,00
Q222	3,00	6,00	4,50	8,00
Q322	2,50	5,50	4,00	6,10
Q422	-20,80	-17,80	-19,30	5,50
Summer 22	2,75	5,75	4,25	7,05
Winter 22	-18,15	-15,15	-16,65	5,25
Cal 22	-6,45	-3,45	-4,95	9,35
Cal 23	-2,20	0,80	-0,70	-0,30

Gas al PEG €/MWh

	Bid	Offer	Mid	Δ Wk
Day Ahead	88,65	88,75	88,70	-9,50
Weekend	87,80	88,20	88,00	-8,95
WDNW	88,50	88,90	88,70	-8,50
BoM	88,30	88,70	88,50	-8,60
Novembre	89,40	89,60	89,50	-9,85
Dicembre	90,00	90,20	90,10	-9,90
Gennaio	90,15	90,35	90,25	-9,80
Q122	88,05	88,25	88,15	-9,85
Q222	45,65	45,85	45,75	1,70
Q322	42,15	42,35	42,25	1,40
Q422	43,15	43,35	43,25	1,40
Summer 22	43,90	44,10	44,00	1,55
Winter 22	43,15	43,35	43,25	1,60
GY22	36,20	36,40	36,30	1,45
GY23	26,30	26,50	26,40	0,85
Cal 22	54,60	54,80	54,70	-1,30
Cal 23	32,80	33,00	32,90	1,25

Spread PSV/PEG €/MWh

	Bid	Offer	Mid	Δ Wk
Day Ahead	-1,10	-0,80	-0,95	0,45
Weekend	-2,10	-1,30	-1,70	0,25
WDNW	-1,10	-0,30	-0,70	-0,70
BoM	-1,40	-0,60	-1,00	-0,90
Novembre	-2,20	-1,60	-1,90	-0,75
Dicembre	-0,10	0,50	0,20	-0,10
Gennaio	0,05	0,65	0,35	0,15
Q122	0,50	1,10	0,80	0,45
Q222	0,85	1,45	1,15	0,30
Q322	1,05	1,65	1,35	-0,10
Q422	1,00	1,60	1,30	-0,85
Summer 22	0,95	1,55	1,25	0,10
Winter 22	0,80	1,40	1,10	0,10
GY22	0,65	1,25	0,95	0,00
GY23	0,55	1,15	0,85	0,00
Cal 22	0,95	1,35	1,15	-0,05
Cal 23	0,70	1,10	0,90	0,00

Spread PEG/TF €/MWh

	Bid	Offer	Mid	Δ Wk
Day Ahead	-1,10	-0,90	-1,00	-0,60
Weekend	-1,10	-0,30	-0,70	0,10
WDNW	-1,20	-0,40	-0,80	-0,10
BoM	-1,00	-0,20	-0,60	0,10
Novembre	-0,70	-0,30	-0,50	-0,15
Dicembre	-0,40	0,00	-0,20	0,15
Gennaio	-0,35	0,05	-0,15	0,05
Q122	-0,35	0,05	-0,15	0,00
Q222	-0,25	0,15	-0,05	0,00
Q322	-0,35	0,05	-0,15	-0,10
Q422	-0,45	-0,05	-0,25	-0,10
Summer 22	-0,30	0,10	-0,10	-0,05
Winter 22	-0,25	0,15	-0,05	-0,05
GY22	-0,20	0,20	0,00	0,00
GY23	-0,10	0,30	0,10	0,00
Cal 22	-0,35	0,05	-0,15	-0,05
Cal 23	-0,20	0,20	0,00	-0,05

GR04 Spark spread €/MWh

	Bid	Offer	Mid	Δ Wk
Novembre	162,55	165,15	163,85	-17,55
Dicembre	166,25	168,85	167,55	-17,05
Gennaio	160,80	163,50	162,15	-21,30
Q122	144,20	146,80	145,50	-19,70
Q222	48,00	50,70	49,35	2,40
Q322	48,20	50,80	49,50	1,10
Q422	51,75	54,45	53,10	1,15
Summer 22	48,10	50,80	49,45	1,75
Winter 22	53,10	55,80	54,45	1,65
Cal 22	72,90	75,20	74,05	-3,70
Cal 23	29,70	32,30	31,00	0,20

PSV Spark spread €/MWh

	Bid	Offer	Mid	Δ Wk
Novembre	41,25	42,65	41,95	3,85
Dicembre	41,85	43,25	42,55	3,10
Gennaio	37,90	39,30	38,60	-2,05
Q122	26,20	27,70	26,95	-0,75
Q222	19,30	20,70	20,00	-1,70
Q322	28,00	29,50	28,75	-1,35
Q422	28,45	29,85	29,15	0,05
Summer 22	23,70	25,10	24,40	-1,50
Winter 22	29,20	30,60	29,90	-2,05
Cal 22	25,90	26,50	26,20	-1,00
Cal 23	24,60	25,60	25,10	-2,55

Dark spread €/MWh

	Bid	Offer	Mid	Δ Wk
Novembre	167,05	167,85	167,45	5,55
Dicembre	176,95	177,75	177,35	6,65
Gennaio	174,40	175,20	174,80	-0,60
Q122	163,00	163,80	163,40	1,20
Q222	76,70	77,50	77,10	15,20
Q322	79,20	80,00	79,60	8,00
Q422	84,15	84,95	84,55	5,35
Summer 22	78,00	78,70	78,35	11,60
Winter 22	86,90	87,70	87,30	5,05
Cal 22	100,70	101,10	100,90	7,60
Cal 23	61,60	62,40	62,00	1,00

Spread produzione per il Mese Successivo €/MWh

	Bid	Offer	Mid	Δ Wk
Baseload-BTZ	113,05	115,65	114,35	-18,75
Peak-BTZ	141,10	145,10	143,10	-19,00

Clean Spread produzione per il Mese Successivo €/MWh

	Bid	Offer	Mid	Δ Wk
Baseload-BTZ	70,55	73,15	71,85	-17,35
Peak-BTZ	98,60	102,60	100,60	-17,60

Swap Formula Gas Release 07 €/MWh

	Bid	Offer	Mid	Δ Wk
Ottobre	26,50	26,90	26,70	-0,10
Novembre	27,20	28,20	27,70	-0,10
Dicembre	28,30	29,30	28,80	-0,10
Gennaio	29,40	30,40	29,90	-0,10
Q122	30,10	31,10	30,60	-0,10
Q222	31,80	32,80	32,30	0,00
Q322	32,60	33,60	33,10	0,10
Q422	32,10	33,10	32,60	0,00
Summer 22	32,20	33,20	32,70	0,05
Winter 22	31,70	32,70	32,20	0,00
GY22	30,95	31,95	31,45	-0,05
GY23	28,50	29,50	29,00	-0,20
Cal 22	31,65	32,65	32,15	0,00
Cal 23	30,20	31,20	30,70	-0,20

Swap Formula Gas Release 04 €/MWh

	Bid	Offer	Mid	Δ Wk
Ottobre	26,50	26,90	26,70	-0,10
Novembre	27,20	28,20	27,70	-0,10
Dicembre	28,40	29,40	28,90	-0,10
Gennaio	29,40	30,40	29,90	-0,20
Q122	30,20	31,20	30,70	-0,10
Q222	32,00	33,00	32,50	0,00
Q322	32,90	33,90	33,40	0,10
Q422	32,30	33,30	32,80	0,00
Summer 22	32,45	33,45	32,95	0,05
Winter 22	31,80	32,80	32,30	-0,10
GY22	31,10	32,10	31,60	-0,10
GY23	28,60	29,60	29,10	-0,20
Cal 22	31,85	32,85	32,35	0,00
Cal 23	30,40	31,40	30,90	-0,10

Spread PSV/GR07 €/MWh

	Bid	Offer	Mid	Δ Wk
Day Ahead	60,95	61,15	61,05	-8,95
Weekend	59,40	59,80	59,60	-8,60
WDNW	61,10	61,50	61,30	-9,10
BoM	60,60	61,00	60,80	-9,40
Novembre	59,70	60,10	59,90	-10,50
Dicembre	61,30	61,70	61,50	-9,90
Gennaio	60,50	60,90	60,70	-9,55
Q122	58,15	58,55	58,35	-9,30
Q222	14,40	14,80	14,60	2,00
Q322	10,30	10,70	10,50	1,20
Q422	11,75	12,15	11,95	0,55
Summer 22	12,35	12,75	12,55	1,60
Winter 22	11,95	12,35	12,15	1,70
GY22	5,60	6,00	5,80	1,50
GY23	-1,95	-1,55	-1,75	1,05
Cal 22	23,60	23,80	23,70	-1,35
Cal 23	3,00	3,20	3,10	1,45

Clean GR04 Spark spread €/MWh

	Bid	Offer	Mid	Δ Wk
BoM	143,45	146,25	144,85	0,90
Novembre	139,15	141,85	140,50	-16,70
Dicembre	142,85	145,45	144,15	-16,20
Gennaio	137,30	139,90	138,60	-20,50
Q122	120,70	123,30	122,00	-18,85
Q222	24,50	27,10	25,80	3,20
Q322	24,70	27,30	26,00	1,95
Q422	28,25	30,85	29,55	1,95
Summer 22	24,60	27,20	25,90	2,55
Winter 22	29,50	32,10	30,80	2,50
Cal 22	49,40	51,60	50,50	-2,90
Cal 23	5,90	8,50	7,20	1,05

PSV Clean Spark Spread €/MWh

	Bid	Offer	Mid	Δ Wk
BoM	19,65	22,45	21,05	19,95
Novembre	17,85	19,25	18,55	4,65
Dicembre	18,45	19,85	19,15	3,95
Gennaio	14,30	15,80	15,05	-1,25
Q122	2,70	4,10	3,40	0,05
Q222	-4,20	-2,80	-3,50	-0,85
Q322	4,50	5,90	5,20	-0,55
Q422	4,95	6,35	5,65	0,85
Summer 22	0,10	1,60	0,85	-0,70
Winter 22	5,50	7,00	6,25	-1,20
Cal 22	2,40	3,00	2,70	-0,10
Cal 23	0,80	1,80	1,30	-1,70

Clean Dark Spread €/MWh

	Bid	Offer	Mid	Δ Wk
Novembre	113,65	114,45	114,05	7,45
Dicembre	123,65	124,45	124,05	8,60
Gennaio	120,70	121,50	121,10	1,30
Q122	109,20	110,10	109,65	3,05
Q222	23,00	23,80	23,40	17,10
Q322	25,50	26,30	25,90	9,85
Q422	30,45	31,25	30,85	7,25
Summer 22	24,20	25,00	24,60	30,90
Winter 22	32,90	33,70	33,30	6,95
Cal 22	46,90	47,40	47,15	9,40
Cal 23	7,20	8,10	7,65	2,85

Petrolio front month swaps

	Bid	Offer	Mid	Δ Wk
\$/€	1,1638	1,1642	1,1640	0,005
Brent \$/b	84,50	84,70	84,60	0,70
BTZ \$/T	530,1	540,1	535,1	7,40
Gasolio \$/T	718,4	728,4	723,4	-0,70

Carbone - API#2 (CIF ARA) \$/T

	Bid	Offer	Mid	Δ Wk
Novembre	162,70	163,30	163,00	-71,00
Dicembre	150,80	151,40	151,10	-72,90
Gennaio	148,40	149,00	148,70	-64,30
Q122	137,40	138,00	137,70	-64,30
Q222	118,20	118,80	118,50	-39,00
Q322	116,70	117,30	117,00	-20,00
Q422	108,50	109,10	108,80	-12,70
Summer 22	117,45	118,05	117,75	-29,50
Winter 22	101,10	101,70	101,40	-10,85
Cal 22	120,20	120,80	120,50	-34,00
Cal 23	98,10	98,70	98,40	-2,60

Quote di emissione CO2 €/T

	Bid	Offer	Mid	Δ Wk
2021	58,44	58,48	58,46	-2,09
2022	58,82	58,86	58,84	-2,04
2023	59,52	59,56	59,54	-2,06
2024	60,29	60,33	60,31	ND

Valori netti del GNL

	Asia NE	NBP	TTF	PSV
Norvegia	95,00	88,90	88,10	83,20
Russia Yamal	96,10	87,70	87,00	82,10
Nigeria	90,40	85,70	85,00	82,50
Trinidad	91,00	86,30	85,50	82,50
US Sabine	90,70	85,30	84,50	81,20
Costo marginale US	19,70			

Prezzi di riferimento indicativi del GNL €/MWh

	Mid	Δ Wk
Costo marginale del GNL US fino al TTF	25,20	0,49
GNL Asia NE meno premio di trasporto da golfo US rispetto a TTF	96,20	-9,48
Mese spot TTF	90,00	-9,70

Tariffa e spreads per GY22 €/MWh

	Mid	Δ Wk
Tariffa 196/13/R/GAS	45,50	1,59
PSV-Tariffa	-4,18	0,16
PSV/Tariffa	91%	0,01
GR07*-Tariffa	-13,67	-1,61

Clean Dark Spread tedesco €/MWh

	Bid	Offer	Mid	Δ Wk
Novembre	74,50	75,10	74,80	4,85
Dicembre	82,90	83,50	83,20	-10,70
Gennaio	90,80	91,40	91,10	-20,00
Q122	75,80	76,50	76,15	-19,80
Q222	6,40	7,00	6,70	11,30
Q322	8,80	9,40	9,10	6,25
Q422	20,65	21,25	20,95	4,80
Summer 22	7,55	8,15	7,85	8,75
Winter 22	24,90	25,50	25,20	3,45
Cal 22	27,75	28,25	28,00	0,80
Cal 23	-1,25	-0,55	-0,90	1,65

NCG Clean Spark Spread €/MWh

	Bid	Offer	Mid	Δ Wk
Novembre	-26,00	-25,20	-25,60	0,20
Dicembre	-21,90	-21,10	-21,50	-15,25
Gennaio	-14,70	-13,90	-14,30	-21,90
Q122	-29,30	-28,50	-28,90	-21,75
Q222	-19,20	-18,40	-18,80	-6,60
Q322	-10,40	-9,50	-9,95	-3,85
Q422	-3,25	-2,45	-2,85	-3,95
Summer 22	-14,75	-13,95	-14,35	-5,15
Winter 22	-0,70	0,10	-0,30	-4,65
Cal 22	-15,35	-14,75	-15,05	-8,95
Cal 23	-6,35	-5,55	-5,95	-2,90

Spread baseload Francia/Germania €/MWh

	Bid	Offer	Mid	Δ Wk
Week Ahead	39,05	43,05	41,05	-3,60
BoM	42,55	46,55	44,55	4,55
Novembre	39,75	40,75	40,25	2,10
Dicembre	70,85	71,85	71,35	13,15
Gennaio	71,50	72,50	72,00	11,50
Q122	48,50	49,50	49,00	1,20
Q222	-7,30	-6,30	-6,80	1,40
Q322	-9,00	-8,00	-8,50	0,30
Q422	10,00	11,00	10,50	1,10
Summer 22	-8,15	-7,15	-7,65	0,85
Winter 22	9,15	10,15	9,65	0,95
Cal 22	10,70	11,10	10,90	1,00
Cal 23	-2,35	-1,35	-1,85	0,35

Spread peak Francia/Germania €/MWh

	Bid	Offer	Mid	Δ Wk
Week Ahead	30,00	40,00	35,00	2,00
BoM	30,00	40,00	35,00	3,85
Novembre	20,50	23,50	22,00	1,25
Dicembre	83,50	86,50	85,00	15,00
Gennaio	72,50	75,50	74,00	14,00
Q122	50,00	53,00	51,50	-6,50
Q222	-1,50	1,50	0,00	4,50
Q322	-2,50	0,50	-1,00	4,60
Q422	22,50	25,50	24,00	11,60
Summer 22	-2,00	1,00	-0,50	4,55
Winter 22	18,50	21,50	20,00	6,80
Cal 22	17,00	20,00	18,50	3,60
Cal 23	2,30	5,30	3,80	1,30

Il gas ...

Transazioni segnalate come concluse				
Data	Ubicazione	Periodo	Volume	Prezzo
Concl.			MW	€/MWh
21-ott	PSV	Nov-21	60	87,100
21-ott	PSV	Nov-21	35	87,350
21-ott	PSV	Nov-21	10	87,500
21-ott	PSV	Nov-21	5	87,200
21-ott	PSV	Nov-21	5	87,200
21-ott	PSV	Nov-21	5	87,200
21-ott	PSV	Nov-21	5	87,200
21-ott	PSV	Nov-21	35	87,500
21-ott	PSV	Nov-21	35	87,500
21-ott	PSV	Nov-21	5	87,500
21-ott	PSV	Nov-21	25	87,500
21-ott	PSV	Nov-21	25	87,500
21-ott	PSV	Nov-21	15	87,500
21-ott	PSV	Nov-21	10	87,500
21-ott	PSV	Nov-21	5	TTF -2.425
21-ott	PSV	Nov-21	15	TTF -2.425
21-ott	PSV	Nov-21	10	TTF -2.425
21-ott	PSV	Dec-21	10	90,795
21-ott	PSV	Dec-21	10	90,795
21-ott	PSV	Dec-21	30	90,075
21-ott	PSV	Dec-21	30	90,075
21-ott	PSV	Dec-21	30	90,075
21-ott	PSV	Dec-21	100	89,975
21-ott	PSV	Dec-21	10	88,325
21-ott	PSV	Dec-21	30	89,550
21-ott	PSV	Dec-21	10	90,225
21-ott	PSV	Q122	14	89,025
21-ott	PSV	Cal23	15	33,650
21-ott	PSV	Cal23	15	33,600
21-ott	PSV	Cal23	5	33,700
21-ott	PSV	Cal23	5	33,700
21-ott	PSV	Cal24	20	24,725
21-ott	VTP	WD	70	88,000
21-ott	VTP	WD	30	88,000
21-ott	VTP	WD	1	88,000
21-ott	VTP	WD	40	90,500
21-ott	VTP	WD	49	90,000
21-ott	VTP	WD	10	89,700
21-ott	VTP	WD	20	89,875
21-ott	VTP	WD	10	89,875
21-ott	VTP	WD	50	89,675
21-ott	VTP	WD	193	89,600
21-ott	VTP	WD	25	89,350
21-ott	VTP	WD	41	88,900
21-ott	VTP	WD	41	88,675
21-ott	VTP	WD	40	88,275
21-ott	VTP	WD	53	88,250
21-ott	VTP	WD	88	88,975
21-ott	VTP	WD	12	88,975
21-ott	VTP	WD	100	89,000
21-ott	VTP	WD	50	89,100
21-ott	VTP	WD	100	89,100
21-ott	VTP	WD	48	89,450
21-ott	VTP	WD	10	89,450
21-ott	VTP	DA	50	91,000
21-ott	VTP	DA	50	91,000
21-ott	VTP	DA	100	89,200
21-ott	VTP	DA	100	88,000
21-ott	VTP	DA	30	88,000
21-ott	VTP	DA	30	88,000
21-ott	VTP	DA	50	88,500
21-ott	VTP	DA	150	88,500
21-ott	VTP	DA	100	90,100
21-ott	VTP	DA	50	90,000
21-ott	VTP	DA	30	90,000
21-ott	VTP	DA	50	90,000
21-ott	VTP	DA	20	90,000
21-ott	VTP	DA	20	90,000
21-ott	VTP	DA	50	90,000
21-ott	VTP	DA	50	90,000
21-ott	VTP	DA	15	89,900

L'elettricità ...

Transazioni segnalate come concluse				
Data	Ubicazione	Periodo	Volume	Prezzo
Concl.			MW	€/MWh
21-ott	PUN	Nov-21	25	220,600
21-ott	PCE	Nov-21	25	221,100
21-ott	PUN	Nov-21	5	221,000
21-ott	PUN	Nov-21	5	221,000
21-ott	PUN	Nov-21	5	220,000
21-ott	PUN	Nov-21	5	220,000
21-ott	PUN	Nov-21	2	219,500
21-ott	PUN	Nov-21	6	220,000
21-ott	PUN	Nov-21	5	220,000
21-ott	PUN	Nov-21	3	220,000
21-ott	PUN	Nov-21	2	220,000
21-ott	PUN	Nov-21	2	220,000
21-ott	PUN	Nov-21	3	220,000
21-ott	PUN	Nov-21	5	220,750
21-ott	PUN	Nov-21	5	220,000
21-ott	PUN	Nov-21	5	220,000
21-ott	PUN	Nov-21	5	220,000
21-ott	PUN	Nov-21	5	220,000
21-ott	PUN	Nov-21	5	218,800
21-ott	PUN	Nov-21	5	218,000
21-ott	PUN	Nov-21	5	218,500
21-ott	PUN	Nov-21	2	218,000
21-ott	PUN	Nov-21	5	218,000
21-ott	PUN	Nov-21	5	218,000
21-ott	PUN	Nov-21	5	218,000
21-ott	PUN	Nov-21	5	218,500
21-ott	PUN	Nov-21	5	218,500
21-ott	PUN	Nov-21	5	218,500
21-ott	PUN	Nov-21	5	218,750
21-ott	PUN	Nov-21	5	218,750
21-ott	PUN	Nov-21	5	219,000
21-ott	PUN	Nov-21	5	219,000
21-ott	PUN	Nov-21	5	219,500
21-ott	PUN	Nov-21	5	219,000
21-ott	PUN	Nov-21	2	218,500
21-ott	PUN	Nov-21	5	218,250
21-ott	PUN	Nov-21	2	216,750
21-ott	PUN	Nov-21	3	216,750
21-ott	PUN	Nov-21	3	216,750
21-ott	PUN	Nov-21	2	216,750
21-ott	PUN	Nov-21	5	216,750
21-ott	PUN	Nov-21	5	216,750
21-ott	PUN	Nov-21	5	216,500
21-ott	PUN	Nov-21	5	216,500
21-ott	PUN	Nov-21	5	216,500
21-ott	PUN	Nov-21	5	216,500
21-ott	PUN	Nov-21	3	216,500
21-ott	PUN	Nov-21	2	216,500
21-ott	PUN	Nov-21	5	216,400
21-ott	PUN	Nov-21	5	216,500
21-ott	PUN	Nov-21	5	217,000
21-ott	PUN	Nov-21	5	218,000
21-ott	PUN	Nov-21	5	218,750
21-ott	PUN	Nov-21	5	219,000
21-ott	PUN	Nov-21	5	219,500
21-ott	PUN	Nov-21	5	220,200
21-ott	PUN	Nov-21	5	220,200
21-ott	PUN	Nov-21	5	220,200
21-ott	PUN	Nov-21	5	220,500
21-ott	PUN	Nov-21	5	220,000
21-ott	PUN	Nov-21	10	219,000
21-ott	PUN	Nov-21	5	220,000
21-ott	PUN	Nov-21	4	220,000
21-ott	PUN	Nov-21	5	220,250
21-ott	PUN	Nov-21	5	220,250
21-ott	PUN	Nov-21P	5	248,000
21-ott	PUN	Nov-21P	5	248,500
21-ott	PUN	Nov-21P	5	249,000
21-ott	PUN	Nov-21P	3	249,500

Il gas ...

Transazioni segnalate come concluse				
Data	Ubicazione	Periodo	Volume	Prezzo
Concl.			MW	€/MWh
21-ott	VTP	DA	49	89,900
21-ott	VTP	DA	150	89,900
21-ott	VTP	DA	100	89,900
21-ott	VTP	DA	50	89,900
21-ott	VTP	DA	30	89,925
21-ott	VTP	DA	30	89,925
21-ott	VTP	DA	30	89,900
21-ott	VTP	DA	30	89,875
21-ott	VTP	DA	30	89,875
21-ott	VTP	DA	1	89,900
21-ott	VTP	DA	284	89,900
21-ott	VTP	DA	30	89,850
21-ott	VTP	DA	30	89,825
21-ott	VTP	DA	30	89,800
21-ott	VTP	DA	30	89,775
21-ott	VTP	DA	30	89,750
21-ott	VTP	DA	30	89,725
21-ott	VTP	DA	30	89,700
21-ott	VTP	DA	23	89,650
21-ott	VTP	DA	22	89,725
21-ott	VTP	DA	1	89,750
21-ott	VTP	DA	2	89,750
21-ott	VTP	DA	19	89,750
21-ott	VTP	DA	22	89,775
21-ott	VTP	DA	22	89,800
21-ott	VTP	DA	22	89,825
21-ott	VTP	DA	100	89,500
21-ott	VTP	DA	100	89,500
21-ott	VTP	DA	30	89,325
21-ott	VTP	DA	30	89,300
21-ott	VTP	DA	100	89,300
21-ott	VTP	DA	30	89,225
21-ott	VTP	DA	2	89,200
21-ott	VTP	DA	30	89,225
21-ott	VTP	DA	30	89,225
21-ott	VTP	DA	10	89,225
21-ott	VTP	DA	35	89,175
21-ott	VTP	DA	57	89,150
21-ott	VTP	DA	8	89,250
21-ott	VTP	DA	31	89,275
21-ott	VTP	DA	59	89,250
21-ott	VTP	DA	69	89,275
21-ott	VTP	DA	11	89,275
21-ott	VTP	DA	2	89,275
21-ott	VTP	DA	2	89,275
21-ott	VTP	DA	28	89,275
21-ott	VTP	DA	28	89,275
21-ott	VTP	DA	120	89,250
21-ott	VTP	DA	21	89,250
21-ott	VTP	DA	21	89,250
21-ott	VTP	DA	7	89,150
21-ott	VTP	DA	131	89,000
21-ott	VTP	DA	100	88,925
21-ott	VTP	DA	30	88,850
21-ott	VTP	DA	120	88,850
21-ott	VTP	DA	4	89,000
21-ott	VTP	DA	10	89,150
21-ott	VTP	DA	66	89,000
21-ott	VTP	DA	70	89,150
21-ott	VTP	DA	30	89,100
21-ott	VTP	DA	40	89,150
21-ott	VTP	DA	20	89,325
21-ott	VTP	DA	20	89,300
21-ott	VTP	DA	20	89,275
21-ott	VTP	DA	20	89,250
21-ott	VTP	DA	20	89,225
21-ott	VTP	DA	100	89,300
21-ott	VTP	DA	10	89,450
21-ott	VTP	DA	23	89,450
21-ott	VTP	DA	23	89,450
21-ott	VTP	DA	20	89,650

L'elettricità ...

Transazioni segnalate come concluse				
Data	Ubicazione	Periodo	Volume	Prezzo
Concl.			MW	€/MWh
21-ott	PUN	Nov-21P	2	248,750
21-ott	PUN	Nov-21P	5	248,500
21-ott	PUN	Nov-21P	2	248,000
21-ott	PUN	Nov-21P	2	248,000
21-ott	PUN	Nov-21P	3	248,000
21-ott	PUN	Nov-21P	5	248,000
21-ott	PUN	Nov-21P	26	245,050
21-ott	PUN	Dec-21	5	230,000
21-ott	PUN	Dec-21	5	229,000
21-ott	PUN	Dec-21	5	229,000
21-ott	PUN	Dec-21	5	229,000
21-ott	PUN	Dec-21	1	229,500
21-ott	PUN	Dec-21	1	229,500
21-ott	PUN	Dec-21	5	229,000
21-ott	PUN	Dec-21	1	229,000
21-ott	PUN	Dec-21	5	228,500
21-ott	PUN	Dec-21	5	228,500
21-ott	PUN	Dec-21	10	228,500
21-ott	PUN	Dec-21	4	228,500
21-ott	PUN	Dec-21	3	229,000
21-ott	PUN	Dec-21	5	229,000
21-ott	PUN	Dec-21	5	229,000
21-ott	PUN	Dec-21	1	229,000
21-ott	PUN	Dec-21	4	229,000
21-ott	PUN	Dec-21	5	229,000
21-ott	PUN	Dec-21	5	228,500
21-ott	PUN	Dec-21	5	228,500
21-ott	PUN	Dec-21	1	228,000
21-ott	PUN	Dec-21	5	226,000
21-ott	PUN	Dec-21	5	226,000
21-ott	PUN	Dec-21	5	226,500
21-ott	PUN	Dec-21	5	227,000
21-ott	PUN	Dec-21	2	226,250
21-ott	PUN	Dec-21	3	226,000
21-ott	PUN	Dec-21	5	226,000
21-ott	PUN	Q122	5	214,000
21-ott	PUN	Q122	1	210,000
21-ott	PUN	Q122	5	209,250
21-ott	PUN	Q122	1	209,500
21-ott	PUN	Q122	5	209,500
21-ott	PUN	Q122	1	209,450
21-ott	PUN	Q122	1	209,450
21-ott	PUN	Q122	1	209,450
21-ott	PUN	Q122	1	209,000
21-ott	PUN	Q122	4	209,000
21-ott	PUN	Q122	3	208,500
21-ott	PUN	Q122	1	206,000
21-ott	PUN	Q122	3	206,000
21-ott	PUN	Q122	3	206,000
21-ott	PUN	Q122	1	206,000
21-ott	PUN	Q122	2	205,000
21-ott	PUN	Q122	1	205,000
21-ott	PUN	Q122	1	205,000
21-ott	PUN	Q122	1	206,000
21-ott	PUN	Q122	3	206,000
21-ott	PUN	Q122	1	205,650
21-ott	PUN	Q122	2	206,000
21-ott	PUN	Q122	2	206,000
21-ott	PUN	Q122	2	206,000
21-ott	PUN	Q122	1	207,050
21-ott	PUN	Q122P	20	230,000
21-ott	PUN	Q122P	5	230,000
21-ott	PUN	Q222	5	116,500
21-ott	PUN	Q222	1	116,500
21-ott	PUN	Q222	1	115,000
21-ott	PUN	Q222	1	115,000
21-ott	PUN	Q222	1	116,000
21-ott	PUN	Q222P	1	124,050

Il gas ...

Transazioni segnalate come concluse				
Data	Ubicazione	Periodo	Volume	Prezzo
Concl.			MW	€/MWh
21-ott	VTP	DA	20	89,650
21-ott	VTP	DA	1	89,650
21-ott	VTP	DA	45	89,675
21-ott	VTP	DA	40	89,600
21-ott	VTP	DA	110	89,600
21-ott	VTP	DA	150	89,625
21-ott	VTP	DA	10	89,600
21-ott	VTP	DA	50	89,625
21-ott	VTP	DA	50	89,675
21-ott	VTP	DA	100	89,700
21-ott	VTP	DA	30	89,700
21-ott	VTP	DA	100	89,700
21-ott	VTP	DA	100	89,700
21-ott	VTP	DA	100	89,650
21-ott	VTP	DA	20	89,600
21-ott	VTP	DA	30	89,600
21-ott	VTP	DA	3	89,350
21-ott	VTP	DA	20	89,750
21-ott	VTP	DA	20	89,750
21-ott	VTP	DA	20	89,650
21-ott	VTP	DA	20	89,600
21-ott	VTP	DA	20	89,575
21-ott	VTP	DA	18	89,550
21-ott	VTP	DA	150	89,600
21-ott	VTP	DA	150	89,600
21-ott	VTP	DA	150	89,600
21-ott	VTP	DA	107	89,600
21-ott	VTP	DA	81	89,575
21-ott	VTP	DA	81	89,575
21-ott	VTP	DA	12	89,575
21-ott	VTP	DA	12	89,575
21-ott	VTP	DA	7	89,600
21-ott	VTP	DA	7	89,600
21-ott	VTP	DA	29	89,650
21-ott	VTP	DA	29	89,600
21-ott	VTP	DA	50	89,500
21-ott	VTP	DA	6	89,600
21-ott	VTP	DA	49	89,425
21-ott	VTP	DA	51	89,425
21-ott	VTP	DA	20	89,400
21-ott	VTP	DA	71	89,400
21-ott	VTP	DA	9	89,400
21-ott	VTP	DA	49	89,375
21-ott	VTP	DA	345	88,800
21-ott	VTP	DA	20	89,200
21-ott	VTP	DA	1	89,200
21-ott	VTP	DA	150	89,175
21-ott	VTP	DA	1	89,150
21-ott	VTP	DA	150	89,175
21-ott	VTP	DA	150	89,175
21-ott	VTP	DA	57	89,300
21-ott	VTP	DA	88	89,375
21-ott	VTP	DA	2	89,575
21-ott	VTP	DA	15	89,575
21-ott	VTP	DA	53	89,650
21-ott	VTP	DA	2	89,650
21-ott	VTP	DA	19	89,375
21-ott	VTP	DA	20	89,350
21-ott	VTP	DA	26	89,350
21-ott	VTP	DA	50	89,025
21-ott	VTP	DA	100	89,000
21-ott	VTP	DA	50	89,000
21-ott	VTP	DA	65	89,075
21-ott	VTP	DA	50	89,150
21-ott	VTP	DA	10	89,200
21-ott	VTP	DA	10	89,200
21-ott	VTP	DA	90	89,125
21-ott	VTP	DA	50	89,200
21-ott	VTP	DA	50	89,200
21-ott	VTP	DA	90	89,200
21-ott	VTP	DA	40	89,175

L'elettricità ...

Transazioni segnalate come concluse				
Data	Ubicazione	Periodo	Volume	Prezzo
Concl.			MW	€/MWh
21-ott	PUN	Q322	5	119,500
21-ott	PUN	Q322	1	118,900
21-ott	PUN	Q422	1	117,750
21-ott	PUN	Q422	1	117,750
21-ott	PUN	Q422	1	117,750
21-ott	PUN	Q422	1	118,000
21-ott	PUN	Cal22	1	141,200
21-ott	PUN	Cal22	1	140,200
21-ott	PUN	Cal22	1	139,750
21-ott	PUN	Cal22	1	140,100
21-ott	PUN	Cal22	1	140,100
21-ott	PUN	Cal22	1	140,000
21-ott	PUN	Cal22	1	139,400
21-ott	PUN	Cal22	3	139,400
21-ott	PUN	Cal22	1	139,300
21-ott	PUN	Cal22	1	139,950
21-ott	PUN	Cal23	1	94,000
21-ott	PUN	Cal23	1	94,000
21-ott	PUN	Cal23	1	93,900
21-ott	PUN	Cal23	5	93,500
21-ott	PUN	Cal23	3	93,800
21-ott	PUN	Cal23	5	93,850
21-ott	PUN	Cal23	2	93,900

Flame

2-4 November 2021

Amsterdam & live-streamed

JOIN EUROPE'S LARGEST GAS AND LNG EVENT

Transitioning to tomorrow's energy future

**JOIN THE LEADERS OF CHANGE
AND ACHIEVE NET ZERO**

HYBRID EVENT FORMAT

Choose your event experience:

Attend the event in Amsterdam or watch the live stream with a digital access pass



<https://informaconnect.com/flame-conference>

Previsioni del tempo

Deviazioni dalle medie stagionali

	Bologna	Milano	Roma	Torino	Italia
22-ott	1,1	0,8	3,1	2,5	1,7
23-ott	-1,1	-0,6	2,5	3,1	0,6
24-ott	-3,1	-2,8	1,9	0,8	-1,1
25-ott	-1,9	-1,9	0,6	0,8	-0,9
26-ott	-1,9	-1,9	0,3	0,8	-1,0
Media	-1,4	-1,3	1,7	1,6	-0,1

Legenda

<i>Bid</i>	<i>Offerta di acquisto</i>	<i>Offer</i>	<i>Offerta di vendita</i>
<i>BoM</i>	<i>Residuo del Mese</i>	<i>WK</i>	<i>Settimana</i>
<i>Q115</i>	<i>Primo Trimestre 2015</i>	Δ <i>WK</i>	<i>Cambio settimanale</i>
<i>Summer 15</i>	<i>Secondo e terzo trimestre 2015</i>	<i>Winter 15</i>	<i>Ottobre 2015 a marzo 2009</i>
<i>GY15</i>	<i>Anno Termico 2015/16</i>	<i>Cal 15</i>	<i>Anno Solare 2015</i>
<i>WD</i>	<i>Nella giornata stessa</i>		
<i>WDNW</i>	<i>Giorni Lavorativi della Settimana Successiva</i>		
<i>ND</i>	<i>Non Disponibile</i>		
<i>IMSQ</i>	<i>Indice Mese Successivo basato sulle quotazioni</i>		
<i>IMST</i>	<i>Indice Mese Successivo basato sulle transazioni</i>		

Una descrizione completa della metodologia adottata da Gas e Elettricità Oggi è disponibile sul sito internet di Alba Soluzioni www.albasoluzioni.com

L'obiettivo di Alba Soluzioni è quello di inserire nel processo di elaborazione dei prezzi di GeEO le informazioni raccolte da tutti gli operatori di mercato. Qualora non partecipaste ancora alla procedura di rilevazione dati e voleste offrire il Vostro contributo, Vi preghiamo di contattare Peter Crilly all'indirizzo peter@albasoluzioni.com.

Edito da Alba Soluzioni Srl
Sede legale: Via Rubens, 19 20148 Milano
Capitale Sociale Euro 10.000
Società iscritta al Registro Imprese di Milano
c.f. e p.iva n. 04912070960 – **Numero R.E.A** 1781568
Fax +39 02 4438 6166
Email info@albasoluzioni.com
www.albasoluzioni.com

Direttore: Peter Crilly
Collaboratori: Laura Castoldi, Yael Schrage
Analisi e Produzione: Anna Stachowicz, Vittorio Rovelli, Stefano Balsamo, Andrea Mannarino
Abbonamenti: Erica Peverelli
Marketing: Niamh Mulhall, Carola Trucco