

n.2/2021 Analisi trimestrale del sistema energetico italiano : capitolo 5

Original

n.2/2021 Analisi trimestrale del sistema energetico italiano : capitolo 5 / Gracceva, F.; Colosimo, A.; Desogus, E.. - In: ANALISI TRIMESTRALE DEL SISTEMA ENERGETICO ITALIANO. - ISSN 2531-4750. - ELETTRONICO. - (2021), pp. 29-40.

Availability:

This version is available at: 11583/2975045 since: 2023-06-28T07:50:58Z

Publisher:

ENEA

Published

DOI:

Terms of use:

This article is made available under terms and conditions as specified in the corresponding bibliographic description in the repository

Publisher copyright

(Article begins on next page)

ENEA

Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile

Analisi trimestrale del **SISTEMA ENERGETICO ITALIANO**

I trimestre 2021



2/2021

ISSN 2531-4750

Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

I trimestre 2021

n. 2/2021

Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

I trimestre 2021

n. 2/2021

2021 ENEA

Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile
Unità STudi Analisi e Valutazioni

A cura di *Francesco Gracceva* (francesco.gracceva@enea.it)

Autori:

*Francesco Gracceva, Bruno Baldissara, Andrea Colosimo, Daniela Palma, Alessandro Zini, (ENEA)
Ettore Bompard, Eleonora Desogus, Daniele Grosso, Stefano Lo Russo
(est@energycenter/PoliTO),*

- Capitolo 1: F. Gracceva
- Capitolo 2: B. Baldissara, A. Colosimo, F. Gracceva
- Capitolo 3: B. Baldissara
- Capitolo 4: B. Baldissara
- Capitolo 5: F. Gracceva, A. Colosimo, E. Desogus
- Capitolo 6: A. Zini, B. Baldissara, D. Palma

Progetto grafico: Cristina Lanari

Sommario

Sintesi dei contenuti	4
1. Indice sintetico della transizione energetica.....	6
2. Variabili guida del sistema energetico.....	8
2.1. Mercati internazionali dell'energia.....	8
2.2. Variabili guida dei consumi energetici italiani.....	12
3. Quadro di sintesi dei consumi di energia	15
3.1. Consumi di energia primaria.....	15
BOX – Andamento della domanda di energia in Italia nei mesi della pandemia	18
3.2. Consumi finali di energia	21
4. Decarbonizzazione	24
5. Sicurezza del sistema energetico italiano	28
5.1. Sistema petrolifero	28
5.2. Sistema del gas naturale	31
5.3. Sistema elettrico	36
6. Prezzi dell'energia e competitività low-carbon	40
6.1. Prezzi dell'energia elettrica	40
6.2. Prezzi dei prodotti petroliferi	43
6.3. Prezzi del gas naturale	44
FOCUS – I brevetti nelle tecnologie energetiche low-carbon. Il contesto europeo e la posizione dell'Italia	46
Nota metodologica	52

5. Sicurezza del sistema energetico italiano

5.1. Sistema petrolifero

Nel 2021 attesa ripresa della quota OPEC dopo tre anni di cali

Per sostenere le quotazioni del greggio, i paesi OPEC e la Russia hanno mantenuto i tagli alla produzione anche durante l'ultimo trimestre del 2020, favorendo i paesi produttori non OPEC che hanno superato la soglia del 67% della produzione globale di greggio. La produzione OPEC, invece, è scesa al di sotto del 33%, due punti percentuali in meno rispetto all'anno precedente e ben sei punti percentuali meno che nel 2017, quando le attese per gli anni successivi erano invece di una forte crescita della quota OPEC. Secondo le previsioni dell'ultimo Oil Market Report dell'IEA, nel 2021 dovrebbe registrarsi un'inversione di questo trend degli ultimi anni: la quota OPEC è attesa in leggero incremento (raggiungendo il 34% della produzione globale) pur mantenendosi al di sotto dei valori medi pre-pandemia; la produzione non OPEC subirà invece una contrazione ma si attesterà comunque al 66%, valore più elevato rispetto ai valori pre-COVID.

Lato OPEC, durante l'ultima riunione ministeriale è stato mantenuto un approccio cautelativo che prevede un aumento graduale tra maggio e luglio, con la possibilità ogni mese di apportare degli aggiustamenti nella produzione in base alle condizioni di mercato, che restano molto incerte, tra previsioni di crescita sostenuta dell'economia globale nel 2021 (+6%) e difficoltà legate alla campagna vaccinale a livello globale e le nuovi varianti del virus. Date le incertezze sul ritmo di recupero della domanda mondiale di petrolio, l'Arabia Saudita ha aggiunto un taglio volontario della sua produzione giornaliera pari a 1 Mbbl/g.

Lato non-OPEC, come avvenuto negli ultimi anni sarà importante il ritmo di ripresa della produzione statunitense, che resta un fattore chiave per l'equilibrio del mercato petrolifero. Negli ultimi mesi l'attività produttiva negli Stati Uniti ha ripreso ad aumentare ma a un ritmo di crescita molto inferiore a quello che si era visto dopo la frenata del 2015-2016. Ora per fine 2021 la produzione di shale oil è prevista aumentare di solo poche centinaia di migliaia di barili/giorno rispetto alla fine del 2020, mentre è possibile una ripresa più sostenuta nel 2022, ma condizionata a un ampio numero di fattori di incertezza.

In ripresa congiunturale le importazioni di greggio italiane

Sebbene non siano stati raggiunti i valori medi pre-pandemia, nel primo trimestre 2021 è evidente un trend in rialzo nelle importazioni di greggio in Italia, segno di una ripresa economica e di una crescita della domanda petrolifera. L'effetto della crisi pandemica aveva segnato un crollo repentino dei consumi e dunque delle importazioni di greggio, pari a circa 50,4 milioni di tonnellate a fine 2020, ovvero il 20% in meno rispetto al 2019. Tra i principali fornitori di greggio per l'Italia, l'Arabia Saudita è stato l'unico paese a registrare un incremento di oltre il 33,5% nelle esportazioni. Gli altri paesi produttori, hanno subito una forte contrazione, in particolare la Libia (-55%), la Russia (-38,5%) e l'Iraq (-31%) che ha perso il suo primato di principale fornitore a vantaggio dell'Azerbaijan. Confrontando il primo trimestre del 2021 con quello del 2020, si osserva un trend di crescita per il greggio azero e per il greggio libico, mentre Iraq, Kazakistan e Russia mantengono un trend di decrescita. L'Arabia Saudita, avendo aderito volontariamente ai tagli produttivi, registra una leggera flessione (-4%) rispetto al primo trimestre del 2020.

Produzione interna di greggio in significativa crescita tendenziale della

La produzione locale di greggio in Italia non è stata influenzata negativamente dal calo dei consumi e della domanda

petrolifera, anzi, a partire dal secondo trimestre del 2020 è in continua crescita: i dati relativi al primo trimestre del 2021, confermano questo trend (+30% rispetto al primo trimestre 2020 e +16% rispetto al primo trimestre 2019). Anche nel resto d'Europa, a partire dalla fine del 2020, è evidente una ripresa nella produzione locale di greggio (+18% nel primo trimestre 2021 rispetto al 2020). In controtendenza, la produzione britannica, fatica a ripartire con gli stessi ritmi pre-pandemia.

Figura 5-1 - Produzione globale di petrolio per aree (quote % sul totale; N.B.: per il 2020 proiezioni IEA e EIA-DOE)

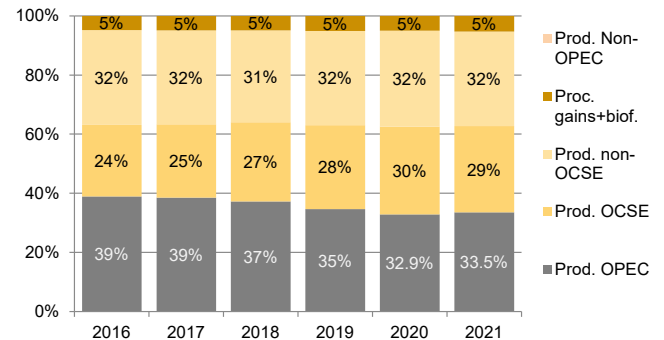


Figura 5-2 - Import netto di greggio (variazione % trimestrale, asse sx; kt, asse dx)

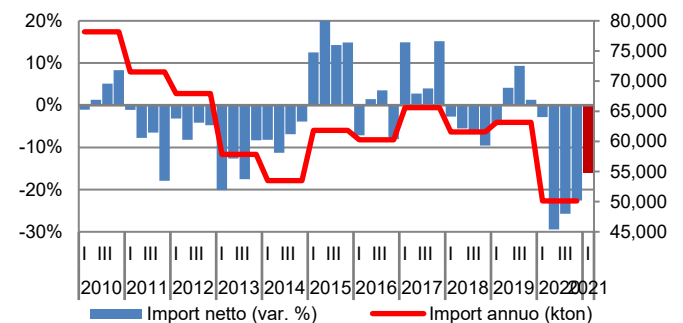
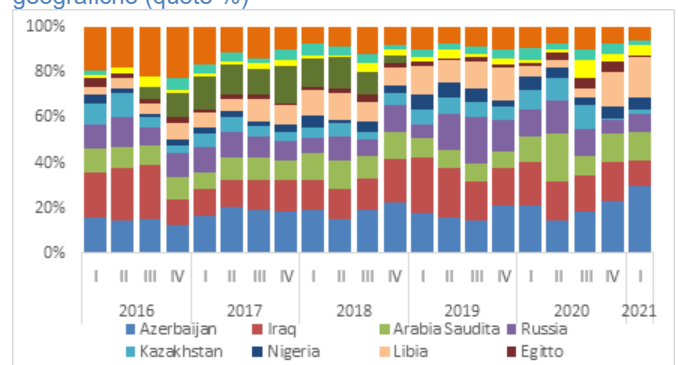


Figura 5-3 - Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (quote %)



Crack spread di benzina e gasolio in lieve ripresa

L'intensificarsi della crisi economica determinata dall'emergenza COVID-19 e dalle misure di contenimento del contagio ha provocato nel corso del 2020 un drastico e diffuso calo della domanda di prodotti petroliferi, con conseguente contrazione dei margini. Nel primo trimestre del 2021 le campagne di vaccinazione hanno diffuso un generale ottimismo sulla ripresa dei consumi petroliferi. Tuttavia, le difficoltà riscontrate dall'Europa nell'approvvigionamento e nella somministrazione dei vaccini, il rialzo dei contagi in alcuni paesi e la nuova variante indiana, hanno frenato la ripresa economica e della domanda petrolifera, e resta una situazione di forte incertezza sulle prospettive del mercato.

Nel primo trimestre del 2021 si è registrato un primo miglioramento per il crack spread della benzina, mentre diesel e jet fuel si confermano prodotti più colpiti dalla pandemia.

Nel I trimestre 2021 la benzina, che nel 2020 era stata il prodotto colpito per primo dalla crisi pandemica, è stato anche quello che ha registrato il miglioramento più accentuato in termini di crack spread. Tra il quarto trimestre 2020 e il primo trimestre 2021, il valore medio del crack sulla benzina è più che raddoppiato, raggiungendo i 7,6 \$/bbl (dai 3,5 \$/bbl del IV 2020). Sebbene si tratti di un valore comunque ancora pari alla metà di quello del 2019, anche lo stesso valore registrato nel I trimestre del 2020, a conferma della ripresa dei consumi tra gennaio e marzo, consentendo una riduzione delle scorte che avevano raggiunto livelli critici.

Il miglioramento è stato più contenuto (+40%) nel caso del diesel, il cui crack ha anch'esso di poco superato la soglia dei 7 \$/bbl, un valore ancora pari a meno della metà di quello del primo trimestre 2020. La domanda di gasolio è infatti rimasta bassa per il persistere delle limitazioni alla circolazione in Europa e una ripresa economica ancora parziale, sebbene in accelerazione.

Non ha invece registrato miglioramenti significativi il crack spread sul jet fuel, che resta il prodotto più colpito dalla crisi, per la lenta ripresa del traffico aereo. Nonostante un ritorno a valori positivi nell'ultimo trimestre del 2020, nei primi tre mesi del 2021 il crack del jet fuel ha registrato un valore medio di 1,6 \$/bbl, contro i 7,8 \$/bbl di un anno prima.

Margini di raffinazione ancora negativi nell'area del Mediterraneo

Con l'unica eccezione degli Stati Uniti i margini di raffinazione hanno stentato a riprendersi, confermando la fase di grande difficoltà che sta attraversando il settore della raffinazione, stretto tra l'aumento delle quotazioni della materia prima, dal lato degli approvvigionamenti, e la marginalità dei principali prodotti, che come si è visto sono ancora molto al di sotto dei valori storici pre-pandemia.

Il margine di riferimento dell'area mediterranea mantiene valori negativi, costringendo le raffinerie a ridurre le quantità di greggio lavorate ed il tasso di utilizzo degli impianti. In particolare il margine di raffinazione di riferimento EMC (calcolato da Energy Market Consultants per una raffineria costiera di media complessità, ubicata nel bacino del Mediterraneo, che lavora una carica composta da 50% greggio Brent e 50% greggio Urals) si è attestato nel trimestre a un valore medio pari a -1,4 \$/bbl, in ulteriore contrazione rispetto al -1\$/bbl del IV trimestre 2020 e in linea con i valori degli ultimi tre trimestri, mentre il dato medio annuale 2020 era stato di -0,5\$/bbl (contro attese pre-COVID pari a +3\$/bbl).

Secondo il rapporto trimestrale del gruppo Saras anche in questo trimestre il margine conseguito dal gruppo è stato comunque superiore al margine EMC Benchmark.

Il margine stimato per la costa del golfo negli Stati Uniti (US GC), invece, in netta controtendenza rispetto agli altri paesi, è in forte aumento nei primi mesi del 2021.

Figura 5-4 - Produzione interna trimestrale di greggio in Italia (kt, asse sx) e in Europa (kt, asse dx)

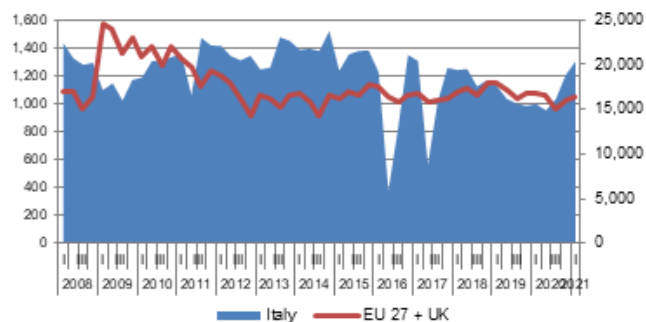


Figura 5-5 - Crack spread sulla benzina e sul diesel

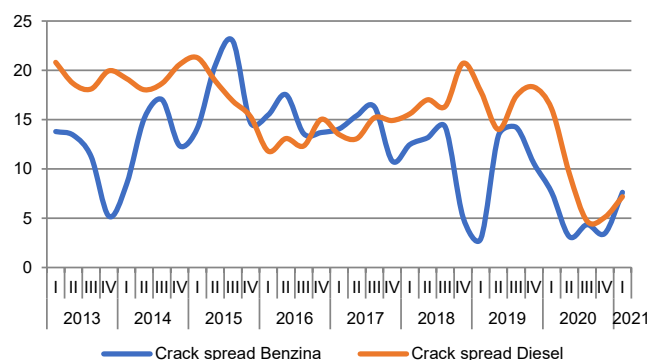
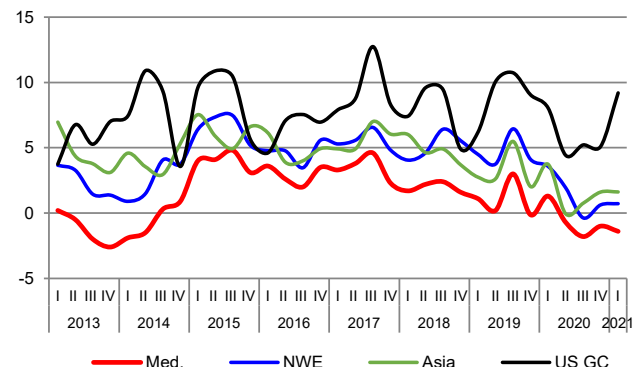


Figura 5-6 - Margini di raffinazione per diverse aree geografiche (\$/bbl)



Differenziale tra greggi leggeri e pesanti

Durante la crisi pandemica le raffinerie maggiormente colpite sono state quelle più complesse, che traggono il loro guadagno dall'acquisto di materia prima a minor costo, ovvero greggio di qualità medio-bassa, e rivendono i prodotti raffinati generati dalle efficienti tecniche di raffinazione. Queste hanno sofferto tra l'altro lato i tagli produttivi dei paesi OPEC+, che se da un lato hanno sostenuto le quotazioni del greggio da un altro lato hanno tolto dal mercato una grande quantità di greggi medio-pesanti e ad alto contenuto di zolfo, generando un calo dell'offerta ed un conseguente aumento del loro prezzo.

Altro effetto dell'emergenza COVID è stata la drastica riduzione del traffico marittimo e il mancato effetto del nuovo regolamento IMO 2020 sull'utilizzo di carburanti per il bunkeraggio con tenore di zolfo inferiore al 0,5%. Secondo le previsioni pre-COVID, l'entrata in vigore dal 1 gennaio 2020 di questa norma, avrebbe causato un netto calo della domanda dei greggi ad alto tenore di zolfo e dunque una riduzione delle loro quotazioni sul mercato, avvantaggiando le raffinerie più complesse. Questo scenario non si è tuttavia verificato: il taglio della produzione OPEC+ a partire da aprile ha infatti stravolto gli equilibri di mercato del greggio e il differenziale Ural-Brent ha raggiunto valori positivi durante il periodo estivo.

Il I trimestre del 2021 ha visto un progressivo ampliamento dello sconto dell'Ural MED, grazie a un incremento delle esportazioni dalla Russia, a fronte di un contesto di consumi petroliferi ancora deboli. Il differenziale Ural-Brent, che aveva registrato un valore medio positivo nell'ultimo trimestre del 2020 (0,7\$/bl), si è riportato in territorio negativo registrando uno sconto medio di -0,5 \$/bl (rispetto a uno sconto di -1,9 \$/bl nello stesso periodo dell'esercizio precedente).

Il differenziale Ural-Brent all'inizio del 2020 aveva registrato uno sconto pari a -2,3 \$/bl a causa dell'eccessiva offerta dei greggi medio-pesanti prodotti dai paesi OPEC e Russia. Tuttavia, col crollo dei consumi provocato dalla crisi pandemica, è stato rapidamente raggiunto un accordo tra i paesi OPEC+ per effettuare un taglio netto (- 9,7 Mbbbl/g) nella produzione globale e ristabilire le quotazioni del greggio. Infatti, in poco tempo i prezzi del greggio Ural sono saliti fino a portare il differenziale Ural-Brent a valori positivi tra maggio e luglio 2020 e tra settembre e novembre 2020. Il primo trimestre 2021 mostra invece un ristabilirsi del differenziale a valori negativi in linea con i valori pre-pandemia.

Anche il differenziale WTI-Brent è stato fortemente influenzato dalla crisi pandemica. Sebbene da novembre 2020 ci sia stata una ripresa del WTI e i dati relativi ai primi mesi del 2021 confermano l'ottimismo sostenuto dalla campagna vaccinale e dalla proroga dei tagli produttivi OPEC+, il timore di un aumento dei contagi a causa delle nuove varianti COVID e il protrarsi della crisi pandemica hanno contribuito ad un rallentamento della ripresa delle quotazioni del greggio.

Restano sui minimi decennali i tassi di utilizzo degli impianti

La situazione del sistema di raffinazione non ha mostrato dei miglioramenti nel primo trimestre del 2021. Infatti, i margini di raffinazione ancora negativi e i consumi petroliferi che faticano a tornare ai valori pre-pandemia hanno costretto le raffinerie europee a mantenere bassi i tassi di utilizzo dei loro impianti. L'Italia, partendo da una situazione già compromessa prima della crisi pandemica, ha ridotto il tasso di utilizzo degli impianti in linea con gli altri paesi europei e ha registrato, nel primo trimestre del 2021 un valore medio pari a circa 63%, in continuità con il dato dell'ultimo trimestre 2020, ben 14 punti percentuali in meno del I trimestre 2020. Tra i principali paesi europei il tasso di utilizzo italiano è il secondo più basso dopo la Francia.

Il paese maggiormente colpito dalla crisi si conferma essere la Francia, che dopo aver chiuso il 2020 con una media annuale inferiore al 62%, tra gennaio e marzo ha ridotto ulteriormente il tasso di utilizzo fino a una media trimestrale pari al 53,6%.

Anche le raffinerie britanniche e spagnole hanno dovuto ridurre progressivamente la percentuale di utilizzo degli impianti, fino a raggiungere nel primo trimestre del 2021 rispettivamente il 65,8% il Regno Unito e 74,9 % la Spagna. L'unico paese in controtendenza è la Germania, che è riuscita a mantenere il tasso di utilizzo medio annuale al di sopra della soglia dell'80%. Tuttavia, se si analizza l'attività di raffinazione in termini di quantità di greggio lavorato durante il primo trimestre 2021, tutti i principali paesi europei, tra cui anche la Germania, hanno registrato una variazione compresa tra il -12% ed il -14% rispetto al primo trimestre del 2020. Estendendo la stessa analisi per il settore di raffinazione britannico e confrontando il primo trimestre del 2020 con quello del 2021, si osserva una contrazione del 23% del tasso di utilizzo degli impianti e del 33% per quanto riguarda la quantità di greggio lavorato. I dati dell'ultimo trimestre mostrano dunque che il paese che ad oggi sta soffrendo maggiormente la crisi del settore di raffinazione è il Regno Unito, seguito dalla Francia. L'Italia e la Spagna, pur avendo un trend in costante riduzione delle lavorazioni di greggio dalla fine del 2019, nel 2021 hanno mostrato una flessione più contenuta rispetto al Regno Unito, Francia e Germania.

Figura 5-7 – Differenziale WTI-Brent Ural-Brent (\$/bl)

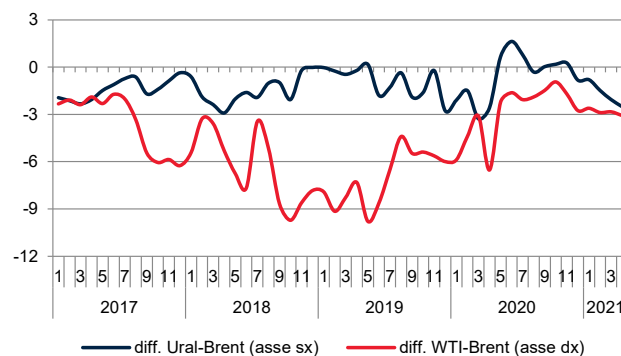


Figura 5-8 - Utilizzo impianti per diverse aree geografiche (%), media mobile 12 mesi

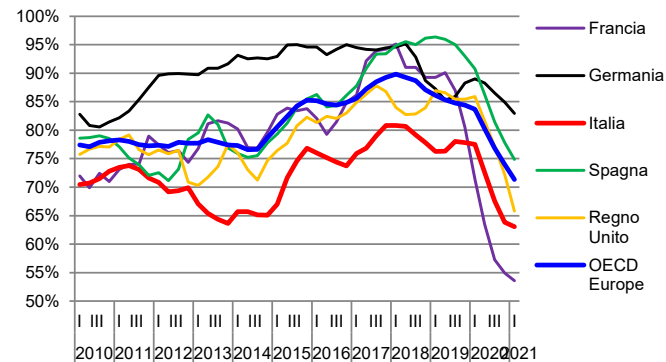
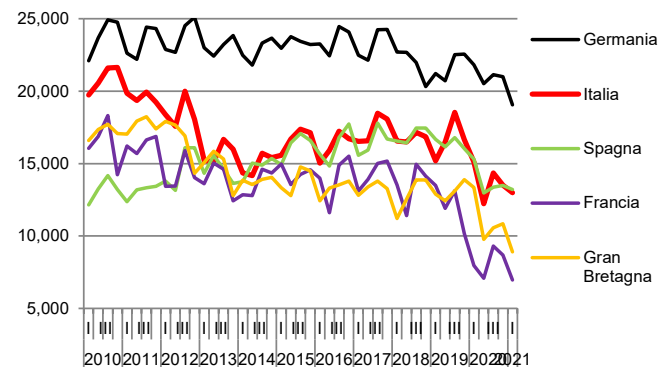


Figura 5-9 - Lavorazioni di petrolio greggio (kt)



5.2. Sistema del gas naturale

Consumi europei di gas in forte aumento tendenziale

Nel primo trimestre 2021 la domanda europea di gas naturale è stata pari a 160,6 mld di m³, in crescita del 4,7% rispetto al corrispondente trimestre 2020. Su base annua i consumi ammontano a 471,2 mld (Figura 5-10), con un incremento assoluto di 7,2 (+1,55%). Il dato complessivo, tuttavia, è la risultante di due andamenti contrapposti: la componente da generazione elettrica fa registrare un persistente deficit rispetto al 2020, sia su base trimestrale (-10%), sia su base annua con un deficit di 2,8 mld di m³ (104,2 contro 107, pari a -2,6%); di contro, la domanda da altri usi fa registrare un rimbalzo anch'esso sia su base trimestrale (per 10 mld m³, pari a +8%), sia su base annua (+2,8%). In sostanza la domanda di gas al netto della componente della generazione, dopo il crollo subito nel primo semestre 2020 (pari a circa 20 mld m³), ed il lieve recupero avvenuto nel secondo (per circa 3 mld), ha fatto registrare nel primo trimestre 2021 un'accelerazione in grado di recuperare integralmente le perdite subite nel primo trimestre 2020, a suo tempo già impattato nel mese di marzo dagli effetti della pandemia: questo è andato di pari passo alla ripresa economica per quanto concerne i consumi industriali, e alle particolari rigidità climatiche relativamente ai consumi residenziali.

Se quindi si conferma la maggiore resilienza della domanda da generazione elettrica in termini di volatilità (ossia di variazioni molto più contenute), ciò non avviene in termini assoluti, laddove essa continua sia pur lentamente a decrescere: questo dato sembra suggerire come la sua esposizione sia abbastanza limitata rispetto alle variabili congiunturali collegate al Covid, mentre al contempo più diretta riguardo a variabili strutturali e alla loro evoluzione. In particolare, tra queste, la diminuzione della domanda di elettricità; la sempre maggior incidenza delle fonti rinnovabili (che rappresenta un obiettivo esplicito negli obiettivi delle politiche energetiche europee e nel 2020 hanno per la prima volta sorpassato le fonti fossili), nonostante una marcata diminuzione della ventosità che nel trimestre ha penalizzato l'eolico; e infine la notevole ripresa dei prezzi che – combinata con quella dei diritti di emissione – espone il gas a una perdita di competitività anche economica oltre che ambientale rispetto alle stesse Fer. Più in dettaglio, nel primo trimestre la domanda da generazione elettrica ha mostrato una sostanziale tenuta nel mese di gennaio (invariata rispetto a gennaio 2020) per poi diminuire sensibilmente nei due mesi successivi, portandosi così (Figura 5-11) dall'estremo superiore del range decennale fino quasi all'estremo inferiore, ad una distanza da quest'ultimo toccata nell'ultimo quinquennio solo nell'aprile 2020 al culmine degli effetti della pandemia.

Il PIL dell'area euro, secondo le ultime stime Eurostat di aprile, ha segnato nel primo trimestre 2021 una contrazione dello 0,6% rispetto al trimestre precedente (-0,4% nell'intera UE), facendo seguito al -0,7% (-0,5% in UE) del quarto trimestre 2020 rispetto al terzo. Il dato tendenziale a/a registra un -1,8% nell'area euro e un -1,7% in UE. L'attività economica europea continua pertanto a riassorbire e consolidare il forte rimbalzo post pandemico, frenata anche dalla coda degli effetti restrittivi dovuti alla seconda ondata del Covid: le attuali previsioni sono tuttavia per una successiva ripresa nella seconda parte dell'anno. In ogni caso, dopo una temporanea pausa durata circa un semestre, risulta per il momento nuovamente ripristinato il disaccoppiamento pluriennale pre-pandemico tra l'andamento del Pil (negativo) e quello della domanda di gas (positiva), sebbene in gran parte grazie alla forte spinta del settore residenziale dovuta a contingenti ragioni climatiche.

Figura 5-10 - Domanda di gas naturale in Europa (miliardi di m³) - variazione tendenziale su base trim. (asse sx) e domanda totale annua (asse dx)

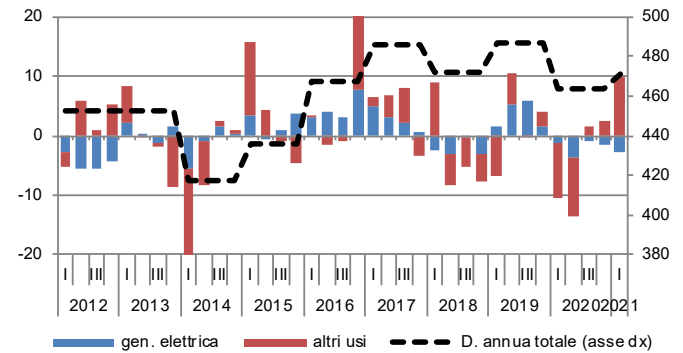
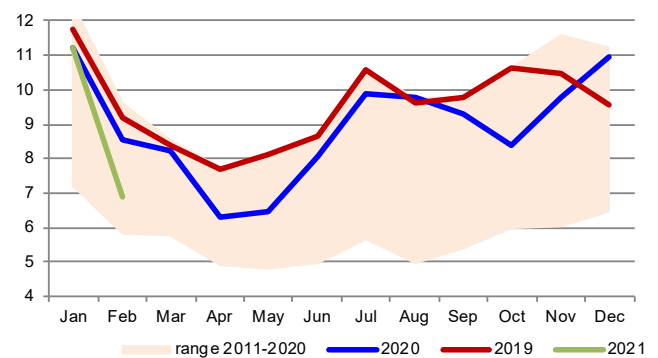


Figura 5-11 - Consumi di gas naturale per la generazione elettrica in Europa (miliardi di m³)



Le importazioni di GNL in Europa

Le importazioni di GNL in Europa hanno subito nel primo trimestre 2021 un fortissimo ridimensionamento, - scendendo a 17,7 mld m³ dai 32,5 del corrispondente trimestre 2020 (-45,5% tendenziale) – con cui si inasprisce il dato tendenziale già notevolmente negativo sperimentato nel trimestre precedente rispetto all'ultimo del 2019 (-31,4%) il quale a sua volta faceva seguito alle diminuzioni più contenute avvenute nei due trimestri precedenti (Figura 5-12). I mesi di massima contrazione dell'import sono stati in particolare gennaio e febbraio (con flussi praticamente quasi dimezzati rispetto all'anno precedente), in modo completamente parallelo all'eccezionale impennata subita dallo spread tra i prezzi spot sui mercati asiatici (Japan – LNG) e quelli al TTF, più che sestuplicato tra dicembre e gennaio da 4,66 € di dicembre fino a 31,52 e poi a 18,19 in febbraio, prima di crollare ad 1,27 € nel mese di marzo - ai minimi dell'ultimo triennio – per poi andare addirittura in negativo secondo le ultime rilevazioni di aprile: il primo trimestre 2021 è pertanto divenuto, di fatto, quello storicamente più volatile. Si conferma così la correlazione inversa tra spread JKM/TTF e import europei (oltre che con il livello degli stoccaggi).

Si completa così un intero anno nel quale si è verificata una sostanziale inversione di tendenza del trend crescente dell'import di GNL iniziato fin dal 2018 e che aveva raggiunto il suo culmine al livello di 32,5 mld di m³ nel primo trimestre 2020. A partire da allora gli effetti dell'inversione risultano tangibili nell'abbandono dei limiti superiori del proprio range decennale e nel progressivo abbassamento all'interno di detto range, continuato fino a tutto il primo trimestre 2021 (Figura 5-13), una dinamica ancora più evidente se si prende in considerazione il più ristretto intervallo quinquennale.

Il primo trimestre 2021 ha confermato il cambio di paradigma avvenuto nella seconda parte del 2020: nell'ambito del trend crescente dell'import l'eccesso strutturale di offerta e l'altrettanto strutturale capacità di stoccaggio avevano fatto dell'Europa un mercato di bilanciamento e di assorbimento delle oscillazioni stagionali, ruolo che inizialmente non è venuto meno neanche di fronte ai primi effetti della pandemia allorché le diminuzioni complessive dell'import in termini assoluti sono state attenuate da quelle molto più contenute di GNL (il quale ha pertanto aumentato la propria incidenza relativa sul mix geografico dell'import di gas). In questo contesto l'offerta si è nel tempo via via sempre più orientata alla pianificazione di consegne a termine a scapito delle forniture spot, divenendo dunque potenzialmente sempre più vulnerabile ad eventuali sensibili variazioni improvvise della domanda di picco anche a causa della mancanza di una contestuale flessibilità nella filiera dei trasporti e dei conseguenti vincoli logistici. Successivamente, l'improvviso aumento di domanda di GNL per riscaldamento e produzione di energia si è poi effettivamente verificato nell'area asiatica già sul finire del 2020 a causa delle sopraggiunte eccezionali condizioni climatiche sotto forma di un'inusuale ondata di freddo: i prezzi per consegna rapida hanno così raggiunto a metà gennaio 2021 i 32,5 \$/MMBtu, livelli quasi quintuplicati rispetto a quelli medi del gennaio 2020. Il picco di domanda ha inoltre determinato un processo di accaparramento che ha a sua volta prodotto un'impennata dei costi dei noli - in particolare dalla Costa del Golfo degli Stati Uniti - con tariffe più che triplicate rispetto a un anno prima.

Figura 5-12 - Importazioni di GNL nell'UE28 (miliardi di m³, asse sx) e spread LNG Japan-TTF (€/MWh, asse dx)

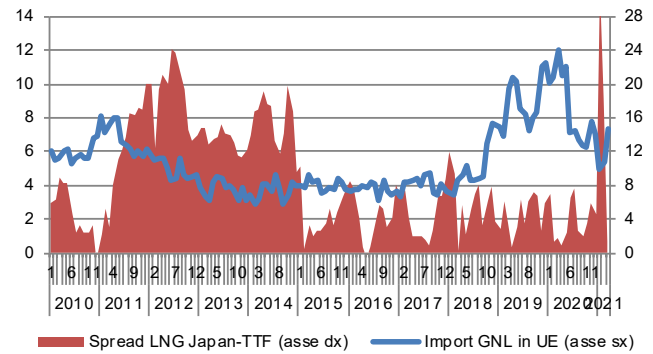
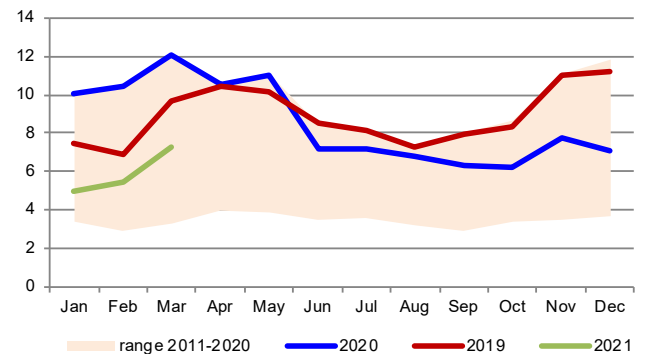


Figura 5-13 – Importazioni di GNL in Europa (miliardi di m³)



In questo contesto va sottolineato come gli Stati Uniti abbiano continuato a svolgere il ruolo di principale player sul mercato globale del GNL nella capacità di assorbimento e bilanciamento di eccessi di segno opposto (Figura 5-14): prima di offerta (raccogliendo in ciò il testimone dall'Europa) attraverso limitazioni pur onerose al proprio export al fine di sostenere i prezzi; in seguito, a distanza di pochi mesi, la medesima flessibilità si è riproposta di fronte ad una situazione opposta di eccesso di domanda, traducendosi fin dall'ultimo trimestre 2020 nell'implementazione di rotte alternative e più rapide in grado di aggirare i vincoli logistici e di durata a cui si sono dimostrate vulnerabili quelle tradizionali attraverso il canale di Suez o Capo Horn.

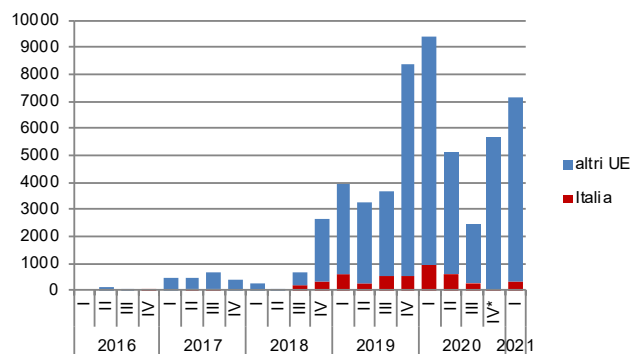
In ogni caso l'incremento dei prezzi spot sui mercati asiatici, e di conseguenza i differenziali rispetto ai prezzi all'Henry Hub, sono stati talmente imponenti da poter assorbire senza problemi i pur maggiori costi di trasporto che fino ad appena pochi mesi prima – e nonostante fossero su livelli molto inferiori – avevano viceversa costituito il problema principale per l'export degli Stati Uniti al punto da comportare l'annullamento di carichi già programmati. Altrettanto repentina è stata comunque anche la discesa dei prezzi JKM, dai menzionati 32,5 \$/MMBtu fino a meno di 10 in appena 4 giorni, accompagnata da analoga contrazione dei quelli dei noli. Sebbene il calo abbia compreso un elemento ricorrente stagionale (lo spostamento delle consegne da febbraio a marzo), resta il fatto che mentre nei quattro anni precedenti ciò avesse comportato diminuzioni medie dai prezzi intorno a 0,9 \$/MMBtu (pari a circa l'11%), nel 2021 tali valori siano schizzati rispettivamente ad oltre 17 \$ e al 64%. Per quanto temporaneo, tuttavia, l'incremento della domanda e dei prezzi sulla piazza asiatica è stato tale da rendervi comunque conveniente il dirottamento di una parte notevole dell'export Usa distogliendolo dall'Europa, determinando così il crollo dei flussi di import europei nei primi due mesi del 2021. Questi sono stati sostituiti in parte da un notevole ricorso agli stoccaggi – anche grazie ai livelli record raggiunti in precedenza da questi ultimi nel corso del 2020 – ed in parte da maggiori flussi attinti ai gasdotti continentali.

In prospettiva 2021, la necessità di forti iniezioni per ricostituire le scorte di GNL fa prevedere che la concorrenza sull'import di GNL tra Europa ed Asia potrebbe continuare – in modo inedito – anche nel periodo estivo, soprattutto a fronte di persistenti basse disponibilità dei rifornimenti da gasdotti: certe per quanto riguarda quelli del Nord Europa (per i problemi di manutenzione a Groningen), possibili per quelli russi (in questo caso dipendenti dalle strategie commerciali di esportazione che verranno scelte ed adottate da Gazprom).

Quanto accaduto negli ultimi mesi, se da un lato conferma l'elevato grado di flessibilità raggiunto dal mercato nel fronteggiare e reagire a shock di domanda ex post, evidenzia d'altro canto anche la sua elevata vulnerabilità a tali shock ex ante, dovuta alla scarsa efficacia nel prevederli e nel prevenirli. La flessibilità dell'offerta non può supplire oltre certi limiti alle carenze pianificatorie della domanda a medio termine da parte degli acquirenti riguardo fattori congiunturali come quelli meteorologici. D'altro canto le ultime circostanze hanno dimostrato la rilevanza anche di elementi strutturali nei potenziali squilibri: in particolare le capacità di stoccaggio fortemente disomogenee tra le varie aree mondiali in rapporto alle rispettive domande (e in particolare quelle asiatiche molto più ridotte rispetto a quelle europee), con la conseguenza di improvvise volatilità dei prezzi, degli spread e di sbilanciamento dei flussi di import – export. Da questo deriva la forte esposizione europea al mercato GNL che si è instaurata dopo la fase (2013-2016) nel quale questa fonte rivestiva un ruolo marginale (con un incremento dell'import di circa il 7% in 3 anni intorno a 40 mld m³ a fronte di valori asiatici doppi): l'Europa si trova particolarmente sensibile alle variazioni dell'offerta soprattutto con aggiustamenti in termini di quantità, con forti escursioni dei propri stoccaggi (e dell'import) a seconda delle situazioni di eccesso o di carenza di quest'ultima; viceversa

l'area asiatica è particolarmente reattiva in termini di prezzo, che oscillano con intensità molto maggiore pur di mantenere più stabile il grado di soddisfacimento della domanda.

Figura 5-14 – Esportazioni di GNL USA in Europa (milioni di m³)



Domanda di gas in Italia

La domanda complessiva di gas in Italia nel primo trimestre 2021 è ammontata a 25,2 mld m³, in aumento tendenziale del 5,7% rispetto al corrispondente trimestre 2020. Si conferma pertanto il recupero su base trimestrale già iniziato nel quarto trimestre 2020 (dopo la stasi e le contrazioni nei tre trimestri precedenti), il quale su un'ottica di lungo periodo consente di inquadrare il ripiegò dei consumi avvenuto nella parte centrale del 2020 per effetto della pandemia come una semplice parentesi all'interno di un trend crescente iniziato fin dal 2014 (Figura 5-15).

A livello settoriale, la domanda industriale ha registrato nel primo trimestre 2021 il punto di massimo rallentamento del rimbalzo avvenuto nel terzo trimestre 2020 dopo il crollo dovuto alla pandemia, risultando pressochè invariata rispetto alla sua media decennale; si può tuttavia affermare che si sia trattato di una pausa nel processo di recupero alla luce dei dati preliminari del mese di aprile nel quale è avvenuto un nuovo balzo pari a 91 milioni di m³ rispetto alla media decennale, il maggior incremento mensile dalla fine del 2017.

Anche la domanda proveniente dal settore termoelettrico ha proseguito nel primo trimestre 2021, ma in modo più incisivo, la fase di riassorbimento del rimbalzo avvenuto nel terzo trimestre 2020, scendendo di ulteriori 24 milioni di m³ rispetto alla media decennale dopo i 23 dell'ultimo trimestre 2020 : tuttavia, anche in questo caso così come per la domanda industriale, il mese di aprile ha poi fatto registrare un nuovo rimbalzo (+22 mln m³) in grado di compensare sostanzialmente il deficit del primo trimestre e riportare pressochè in pareggio il bilancio del 2021.

Approvvigionamenti: Russia ancora prima fonte ma incalzata dal gas algerino, che soppianta il GNL

Per quanto concerne le importazioni (Figura 5-17) nel primo trimestre 2021 sono ammontate complessivamente a 17,3 mld m³, in crescita sia rispetto al trimestre precedente (+9%) sia su base tendenziale (+7,8%). In particolare, nella scomposizione per provenienza, si rafforza la dinamica di sostanziale sostituzione del gas algerino al GNL: l'import di quest'ultimo diminuisce per il terzo trimestre consecutivo (-12,7% rispetto al trimestre precedente e -22,9% tendenziale annuale) a fronte di simmetrica e speculare crescita di quello dall'Algeria (+13,1% rispetto al trimestre precedente e un balzo tendenziale del 159% ad un anno). Riprende in misura minima l'import dai gasdotti del Nord Europa pur rimanendo comunque su livelli pari ad appena il 15% rispetto a quelli dell'anno precedente – e quindi fonte marginale - a causa di lavori di manutenzione; il gas russo si mantiene pressochè stabile rispetto al quarto trimestre 2020 e registra un incremento tendenziale del 2,9%; infine l'import di gas libico registra un regresso intorno al 15% sia su base trimestrale che tendenziale. Il primo trimestre 2021 ha segnato inoltre l'entrata a regime del gasdotto Tap, attraverso il quale sono stati importati 946 mln m³ dopo i simbolici 12 del quarto trimestre 2020. Continua il calo della produzione nazionale che aggiorna i minimi decennali scendendo ad 878 milioni di m³ (-12% tendenziale).

In ottica di lungo periodo i valori giornalieri delle immissioni medie in Italia per punto d'entrata vedono quelle russe recuperare il margine positivo rispetto alla media decennale risalendo verso i valori del 2019 (80 MSm³), dopo essere scese nel 2020 a 77; si registra il balzo del gas algerino, le cui immissioni in sostanza raddoppiano (da 33 a 64 MSm³) portandosi su livelli superiori del 50% oltre la media decennale, sostenuto sia dalla contrazione del GNL sia dalla maggior competitività dovuta all'indicizzazione col prezzo del petrolio; il GNL conferma il ridimensionamento (da 34 a 30 MSm³) mantenendosi tuttavia sempre sopra la propria media; crollano le immissioni dal Nord Europa (8 MSm³ da 23), comunque in scia a quanto già avvenuto nella parte finale del 2020 per

motivi tecnici; in leggera diminuzione l'import libico (da 12 a 10 MSm³).

Figura 5-15 - Domanda trimestrale di gas naturale in Italia (MSm³)

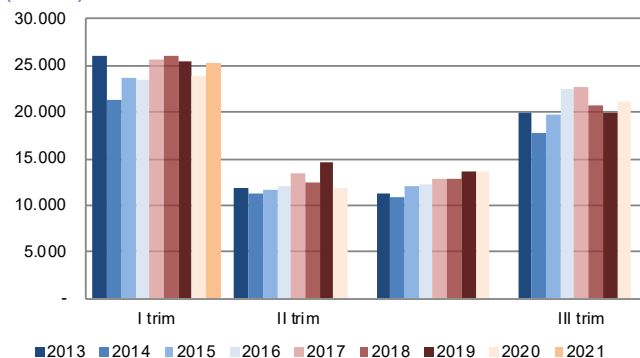


Figura 5-16 - Domanda mensile di gas naturale per settore in Italia - Differenza rispetto alla media decennale (miliardi di m³)

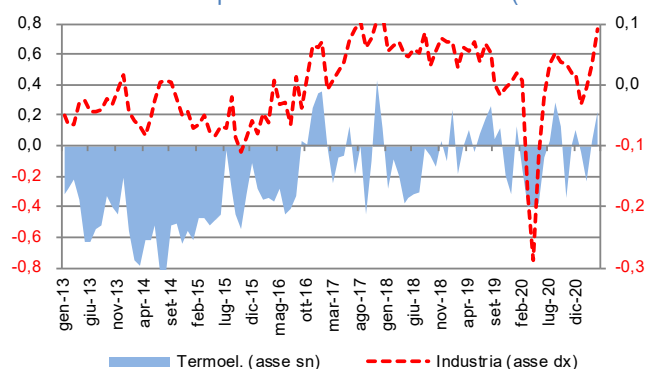
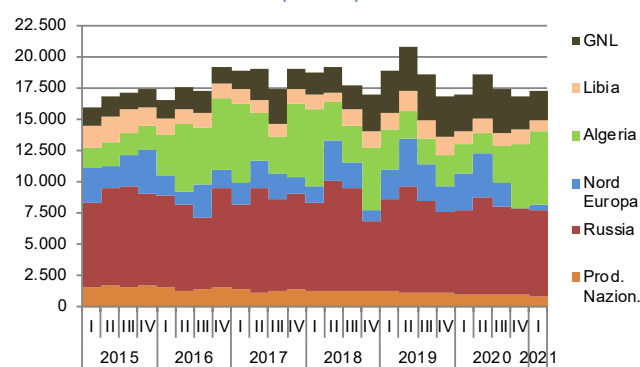


Figura 5-17 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – valori trimestrali (MSm³)



Indicatori di sicurezza del sistema energetico italiano

Sotto il profilo della diversificazione, il gas russo – data la sua stabilità a fronte del notevole incremento dell'import complessivo – diminuisce in modo sensibile l'incidenza sul totale, tornando per la prima volta dopo diversi anni poco sotto la soglia del 40% ; aumenta ancora leggermente il peso del gas algerino, ormai pari a un terzo del totale (33,6%), rispetto al 14% del primo trimestre 2020 ; continua ed anzi si accentua il ridimensionamento del GNL, che passa al 13,3% rispetto al 16,7% del trimestre precedente e al 18,6 % di un anno prima. In sostanza, nel volgere di un anno il GNL ed il gas algerino si sono scambiati i ruoli come principale fonte di riserva dopo il gas russo. Per di più, la differenza tra gas russo e gas algerino è molto meno marcata (appena 6 punti percentuali) rispetto a quanto lo fosse quella nei confronti del GNL (oltre 20): se questo per un verso diluisce e omogeneizza il grado di concentrazione delle provenienze degli approvvigionamenti, per altro verso – considerando gli aspetti geopolitici – concorre a renderne più critico l'indice di sicurezza.

Infatti l'indicatore della stabilità dei fornitori di gas naturale in Italia, che negli ultimi sei anni ha sempre oscillato in un range di valori compreso tra 3 e 4 punti, dopo un minimo pluriennale toccato nel secondo trimestre 2020 aveva già rapidamente raggiunto i massimi nell'ultimo trimestre e continua a mantenersi su tali valori.

A questo si aggiunge il maggior peso assunto dal gas nel 2020 dovuto al fatto che le riduzioni complessive del suo import sono state minori rispetto a quelle del petrolio: questo ha contribuito ad aumentare ulteriormente il divario tra l'Italia e tutti gli altri Paesi europei nell'indice di dipendenza dal gas importato (circa il 96%) che, ponderato per il suo peso nel mix di energia primaria, si colloca su livelli poco inferiori al 40%, pertanto quasi doppi rispetto alla media europea.

Persiste la convergenza dello spread PSV-TTF, riprende la divaricazione tra TTF e LNG Japan

Lo spread tra il prezzo del gas al TTF e quello del GNL importato in Giappone ha raggiunto nel mese di gennaio una divaricazione record fino a 36,63 € /MWh, sulla scia della forbice già apertasi a dicembre (-16 €) a causa della fortissima domanda asiatica dovuta alla rigidità climatica, prima di ricomporsi intorno alla parità nel mese di marzo. Il dato di gennaio rende quindi nettamente negativa la media trimestrale (-12,86 €), che scende ai minimi dal primo trimestre 2015.

Lo spread PSV-TTF, dopo aver toccato un minimo a 0,14 €/MWh di media nell'ultimo trimestre 2020 (e un minimo mensile addirittura negativo pari a -0,19€ ad ottobre) sulla scia di un processo di convergenza durato per l'intero 2020, nel primo trimestre 2021 si è leggermente riallargato, segnando una media pari a 0,57 €/MWh (Figura 5-20). Si tratta comunque di valori che sembrano confermare la tendenziale omogeneizzazione tra i prezzi ai due hub europei dopo 6 anni consecutivi di forbice media annuale compresa tra 1,8 e 2,8€, nonché i possibili effetti indotti dal nuovo gasdotto TAP.

Si può quindi affermare che il trend di convergenza degli spread bilaterali evidenziatosi nel 2020 è stato in parte interrotto: mentre si conferma all'interno dell'area europea per quello tra PSV e TTF, viene invece meno tra TTF e GNL, ossia tra area europea ed asiatica.

Figura 5-18 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – Valori giornalieri massimi, medi e minimi 2010-2018 e valori medi del 2018 e 2019 (MSm³)

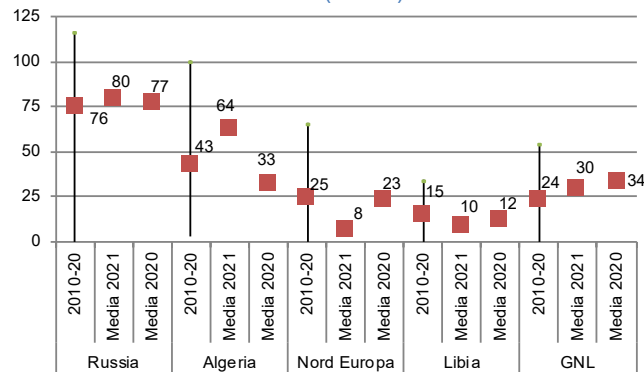


Figura 5-19 - Import mensile di GNL in Italia (asse sx) e spread medio mensile tra prezzo del gas al PSV e prezzo del GNL importato in Giappone (dx)

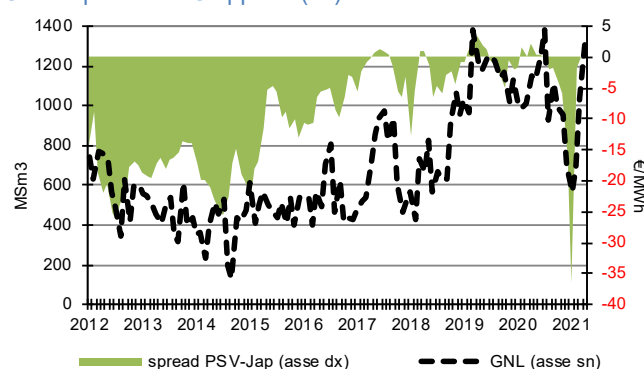
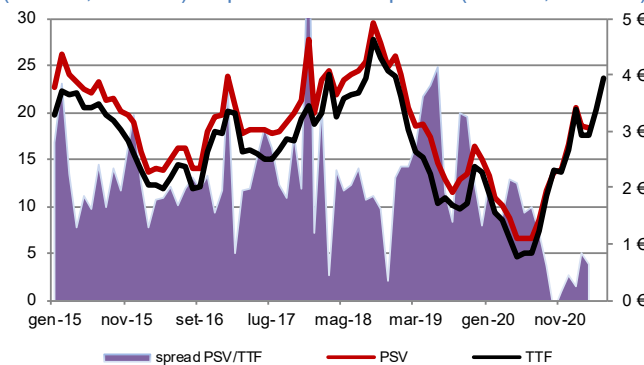


Figura 5-20 - Prezzo del gas naturale sui mercati PSV e TTF (€/MWh, asse sx) e spread fra i due prezzi (€/MWh, asse dx)



5.3. Sistema elettrico

Domanda elettrica in ripresa nel I trimestre, +2,2% sul 2020, ma ancora inferiore del 2,5% rispetto al 2019

Nel I trimestre 2021 la richiesta di energia elettrica, in aumento del 2,2% sul I trimestre 2020, si è collocata circa a metà tra il valore 2019 e quello 2020, restando al di sotto del dato 2019 di circa il 2,1% (Figura 5-21). La traiettoria dei consumi di elettricità nei primi mesi del 2021 sembra comunque sovrapporsi a quella dei valori minimi degli ultimi dodici anni, in modo peraltro non troppo differente da quanto accaduto nel 2019 (Figura 5-21). La crisi sanitaria del 2020 ha avuto un impatto rilevante sul sistema elettrico, ma prevalentemente concentrato nelle settimane del lockdown di primavera. Già ad agosto i consumi erano infatti tornati sui livelli 2019, e da allora fino a febbraio 2021 (ultimo mese pre-pandemia) i consumi cumulati di elettricità sono stati solo marginalmente inferiori (-1%) di quelli degli stessi mesi a cavallo fra 2019 e 2020. L'anomalia dell'andamento della richiesta di energia elettrica da marzo a luglio 2020 emerge chiaramente dalla Figura 5-22, che mostra come solo in quei mesi la richiesta "osservata" è risultata significativamente inferiore al valore previsto sulla base di un modello econometrico stimato su dati limitati al 2019 (ignorando dunque cosa sarebbe accaduto nel 2020). E tale considerazione continua a valere per i primi tre mesi del 2021. Di particolare rilievo è l'andamento dei consumi dei settori industriali energivori (stimato da Terna mediante l'Indice Mensile Consumi Elettrici Industriali), che da agosto 2020 a febbraio 2021 hanno registrato (minime) variazioni tendenziali negative solo in quattro mesi, positive (anche a doppia cifra, come a dicembre) nei restanti tre mesi; e il dato di marzo 2021 è maggiore di quello di marzo 2019.

In termini di potenza prelevata, il picco di domanda mensile si è registrato il 19 gennaio alla 10 del mattino, con 51.8 GW. In questo caso i valori del I trimestre sono in linea con quelli degli ultimi due anni, perché anche nel 2020, nonostante le misure di contenimento dei consumi, la punta di domanda mensile si era discostata in misura rilevante dal minimo decennale solo ad aprile, mentre nei mesi successivi era sempre stata al di sopra del minimo decennale (Figura 5-23).

Resta sui massimi storici la produzione da FER e da FRNP

I dati relativi alla generazione elettrica per fonte mostrano come nei primi mesi del 2021 sia proseguito il riavvicinamento del sistema elettrico alla "normalità" pre-pandemica, sebbene ancora non in misura completa, perché alcune tendenze hanno un carattere strutturale. La quota di fonti energetiche rinnovabili (FER), che a maggio 2020 aveva raggiunto nuovi massimi storici, superando la quota del 50% della richiesta (Figura 5-24), e ancora a ottobre aveva superato il precedente massimo per quel mese, si è di nuovo collocata al di sopra del precedente massimo mensile a gennaio 2021, mentre a febbraio e marzo è rimasta all'interno dell'intervallo definito dai valori massimi e minimi del periodo 2014-2019. In ogni caso, la Figura 5-24 rende evidente quanto anche il picco di maggio scorso sia rimasto distante dall'obiettivo fissato nel PNIEC, cioè una quota di FER del 60% in media d'anno.

Anche la quota di produzione da Fonti Rinnovabili Non programmabili (eolico e solare) aveva registrato nuovi massimi storici nella primavera 2020, raggiungendo il 20% della richiesta, e in ciascuno dei primi tre mesi del 2021 si è collocata al di sopra o vicino ai massimi 2014-2019 (Figura 5-25). In questo caso la distanza tra questi massimi storici e il target PNIEC, peraltro da rivedere al rialzo in coerenza con i nuovi obiettivi climatici dell'UE, è ancora più marcata che nel caso del totale FER.

I dati su base trimestrale confermano queste valutazioni: nel I trimestre 2021 sia la quota di FER sia quella di FRNP è rimasta su valori elevati (34,8% le FER, nuovo massimo per il I trimestre; 14% le FRNP, come nel 2020 ma sotto al 15,2% del

I trimestre 2019). La generazione termoelettrica, in calo di 0,6 TWh a fronte di un aumento della richiesta di 1,6 TWh, si è fermata al 55,6%, poco sopra il minimo del I trimestre 2014, perché ha fatto un notevole balzo la produzione idroelettrica (+1,4 TWh), salita al 13,3% della richiesta (massimo dal 2014) e anche l'import netto è aumentato del 6% sul 2020.

Figura 5-21 - Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)

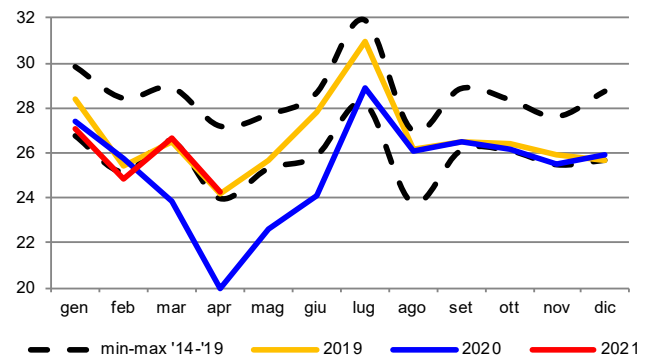


Figura 5-22 - Richiesta di energia elettrica mensile, dati storici e previsioni ex-ante con modelli a 12 passi in avanti (GWh)

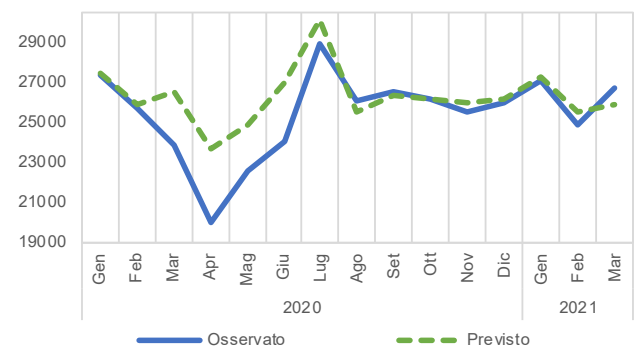


Figura 5-23 - Punta di domanda in potenza (GW)

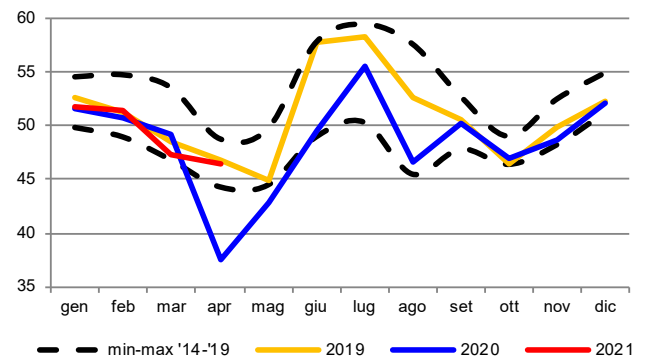
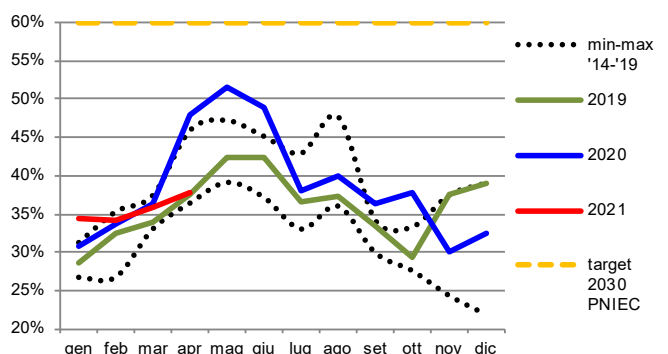


Figura 5-24 - Produzione elettrica da FER (% della richiesta di energia elettrica)



Sui massimi storici anche i valori di massima penetrazione oraria delle fonti intermittenti

Sebbene nei primi mesi del 2021 i valori medi su base mensile e trimestrale si siano riavvicinati ai livelli pre-pandemia è significativo che sono invece rimasti sui livelli di un anno fa, o anche maggiori, i valori di massima penetrazione sia delle FRNP sia dell'insieme delle FER, con conseguenze, per la gestione in sicurezza del sistema, simili a quelle osservate un anno fa. Su base oraria la copertura della domanda da rinnovabili ha raggiunto valori dell'ordine del 70%, nuovo massimo per il I trimestre dell'anno, mentre la massima quota oraria di fonti intermittenti si è collocata intorno al 55%, anch'esso nuovo massimo per il periodo (Figura 5-26, che mostra come non si sia trattato semplicemente di valori estremi, perché questo è vero anche per il valore soglia che individua lo 0,5% delle ore di massima penetrazione). Anche gli indicatori di variabilità della produzione intermittente sono rimasti su valori vicini ai massimi raggiunti nel 2020 (Figura 5-27).

Restano attuali i problemi di gestione in sicurezza del sistema elettrico emersi nel 2020

Come avvenuto in alcuni giorni critici del 2020, i valori estremi di penetrazione delle fonti intermittenti hanno richiesto a Terna una particolare attenzione nella gestione del sistema, in primo luogo nelle ore in cui la domanda residua (cioè la domanda al netto della produzione da fonti intermittenti) è scesa su livelli molto bassi, con il rischio, evidenziato più volte nei Seasonal Outlook di ENTSO-E, di carenza di capacità di *downward regulation* e necessità di misure come il taglio della generazione inflessibile e riduzioni della Net Transfer Capacity, e con costi elevati di approvvigionamento delle risorse sul mercato dei servizi ancillari.

I giorni tra il 3 e il 6 (che includono la domenica di Pasqua e il lunedì dell'Angelo), sebbene parte del II trimestre, meritano attenzione perché significativi di situazioni di questo tipo. Tra le ore 13 e le 14 di domenica 4 il valore minimo della domanda residua è sceso su livelli perfino inferiori ai minimi registrati nel 2020, ben al sotto dei 10 GW (Figura 5-28), mentre la quota di generazione da fonti intermittenti ha sfiorato il 70% della richiesta. Dalla Figura 5-29 emerge chiaramente come, per fronteggiare questa situazione e garantire una sufficiente disponibilità di risorse flessibili, siano state ridotte drasticamente le importazioni nette, che nelle ore centrali del 4 e 5 aprile sono divenute negative per quasi 2 GW, e allo stesso tempo abbiano raggiunto livelli molto elevati gli assorbimenti dei pompaggi, fino a 4 GW. Infine, un altro contributo alla gestione in sicurezza del sistema, sebbene meno semplice da quantificare in termini di importanza relativa, è probabilmente venuto dalla limitazione della produzione eolica mediante ordini di dispacciamento, che in particolare nelle ore centrali del 4 aprile è risultata notevolmente inferiore a quella prevista il giorno prima.

In parallelo, negli stessi due giorni raddoppiavano i costi associati alle transazioni sul mercato dei servizi, mentre il PUN (non rappresentato in Figura 5-29) scendeva fin quasi a zero tra le ore 14 e le ore 15 di domenica 4, per poi risalire rapidamente fino a 78 €/MWh alle ore 20, in linea con l'andamento della domanda residua.

Figura 5-25 - Produzione elettrica da FRNP (% della richiesta di energia elettrica)

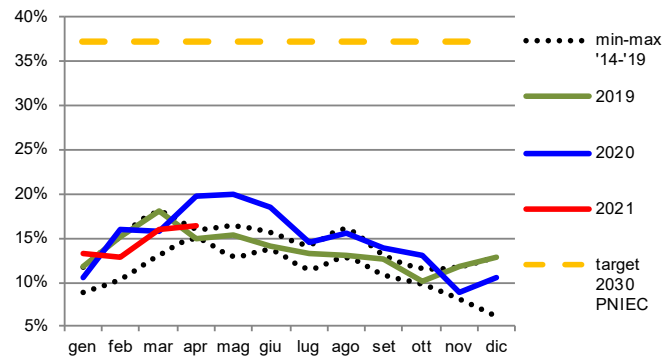


Figura 5-26 – Massima produzione da FRNP – 99° percentile (% sul carico)

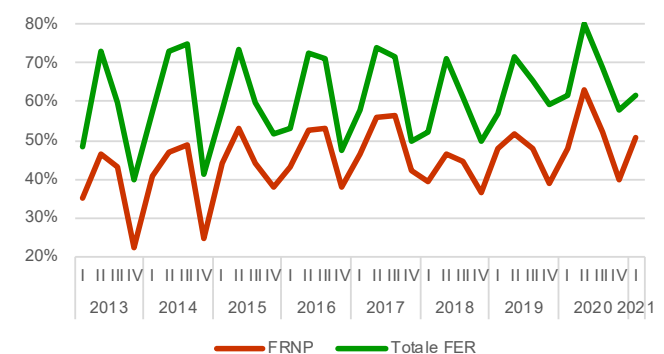


Figura 5-27 – Massima variazione oraria della produzione intermittente (in % del carico) – 97° percentile

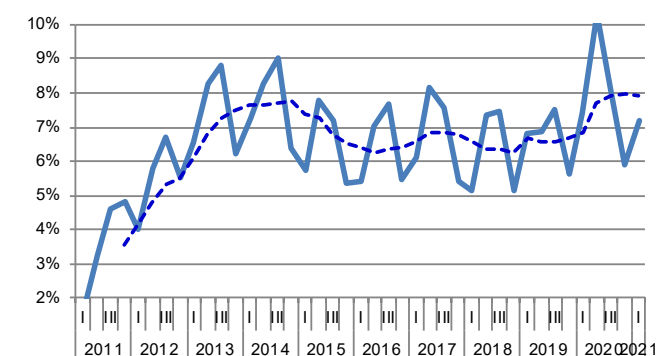
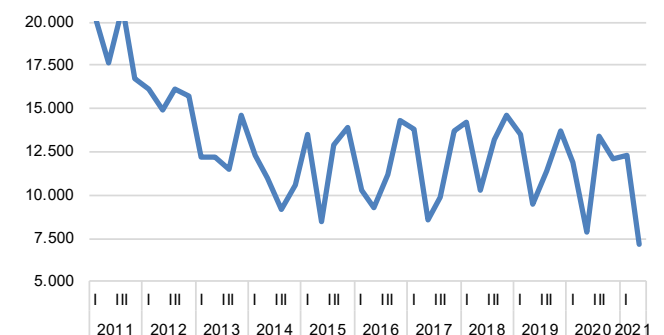


Figura 5-28 – Valore minimo della domanda residua (MW)



Sempre sui massimi il costo dei servizi di dispacciamento

Sebbene giornate come quelle del 4 e 5 aprile descritte sopra, che nel 2020 si erano ripetute molte volte, siano tornate a rappresentare situazioni piuttosto rare nell'attuale sistema elettrico, anche nel 2021 si conferma su livelli storicamente molto elevati il costo degli interventi di Terna sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD).

Nel I trimestre i volumi movimentati su MSD si sono ridotti del 13% rispetto allo stesso trimestre del 2020, del 9% rispetto al trimestre precedente. Ma sono aumentati i prezzi medi delle movimentazioni a salire, di quasi il 30% su un anno prima, di circa il 20% sul IV trimestre 2020.

Nel complesso ne è derivato un nuovo incremento dei costi associati alle transazioni, che ha superato i 550 milioni di €, nuovo massimo per il I trimestre dell'anno (+13% rispetto al I trimestre 2020), proseguendo un trend ormai consolidato.

Se nell'insieme del 2020 i costi totali avevano per la prima volta superato i 2 miliardi di euro, trainati in particolare dal record delle movimentazioni, ora l'onere netto calcolato sugli ultimi quattro trimestri risulta superiore ai 2,1 miliardi, ed è un nuovo massimo (Figura 5-30).

Anche il corrispettivo unitario uplift⁴, calcolato da Terna a copertura dei costi di approvvigionamento delle risorse di regolazione del sistema (corrispettivo che ricade direttamente sui clienti finali) resta su livelli elevati, e sia nel I sia nel II trimestre si colloca su valori maggiori di quelli di un anno prima, sebbene al di sotto dei massimi. In particolare, la componente di costo (art. 44 lettera b) che fa riferimento all'attività specifica di compravendita che Terna svolge in fase di programmazione (MSD ex-ante) e di bilanciamento in tempo reale (MSD ex-post nel Mercato di Bilanciamento MB) è stata pari a 0,95 centesimi di €/kWh nel I trimestre (+20% sul corrispondente periodo del 2020), a 0,79 centesimi di €/kWh nel II trimestre (-4% tendenziale).

Con la ripresa della domanda tornano ad acuirsi i rischi di adeguatezza del sistema elettrico. Restano essenziali le importazioni

Nella prima parte del 2020 la flessione della domanda aveva contenuti i rischi legati al ridotto margine di adeguatezza del sistema elettrico, che negli ultimi anni si è progressivamente ridotto sottoponendo il sistema "ormai strutturalmente a situazioni di significativo stress in caso di condizioni climatiche estreme e/o presenza di tensioni sui Paesi confinanti.

Negli ultimi anni si sono infatti manifestati diverse situazioni di stress, anche nel 2020, nonostante la complessiva flessione della domanda. In particolare è stata significativa la situazione di stress subita dal sistema elettrico il 15 settembre, quando, nonostante un fabbisogno contenuto, il sistema elettrico italiano ha sofferto di un margine di riserva ridottissimo, a causa di una scarsità di potenza nell'area dell'Europa occidentale, per la combinazione di ridotta disponibilità del nucleare francese e di scarsa produzione eolica in Germania.

Nella valutazione ENTSO-E per l'inverno appena trascorso (Winter Outlook 2020), nonostante un carico atteso su livelli inferiori rispetto agli anni passati, si riteneva ancora essenziale il ruolo delle importazioni, anche perché a causa della pandemia alcune interruzioni programmate per la primavera scorsa non erano state eseguite. Secondo le stime ENEA, nel II trimestre 2021 il minimo margine di capacità "effettivo" (cioè la capacità disponibile in eccesso rispetto alla domanda, incrementata della riserva di sostituzione) è rimasto in effetti su valori molto ridotti: la soglia che separa l'1% delle ore nelle quali si è registrato il margine più ridotto (22 ore) si è fermata a

circa 5 GW, con una percentuale di capacità in eccesso sulla domanda del 10% circa (Figura 5-34). In nessuna di queste ore la domanda è stata particolarmente elevata, mentre in metà di queste ore le importazioni sono rimaste al di sotto di 1,5 GW, a fronte di una media di oltre 5 GW.

Figura 5-29 – Profilo orario di produzione eolica, import netto e assorbimento pompaggi tra il 3 aprile e il 6 aprile 2021 (GW, asse sx) e costo giornaliero dei servizi di dispacciamento (mln di €, asse dx)

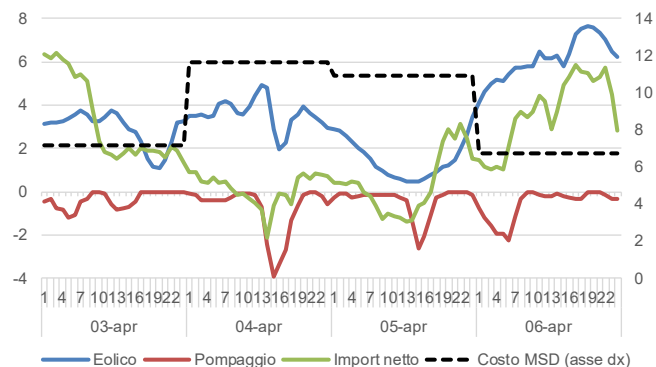


Figura 5-30 - Volumi venduti e costi delle transazioni sul MSD (somma ultimi 4 trimestri)

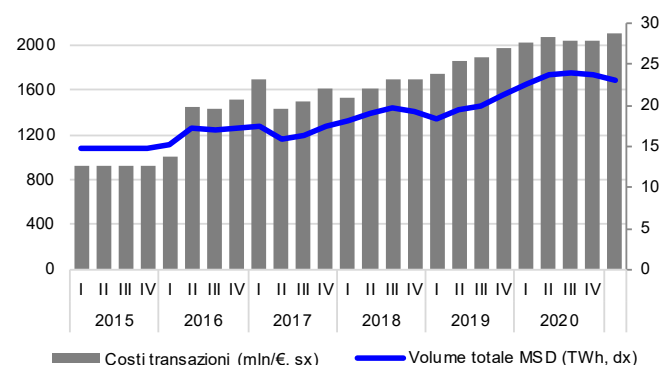
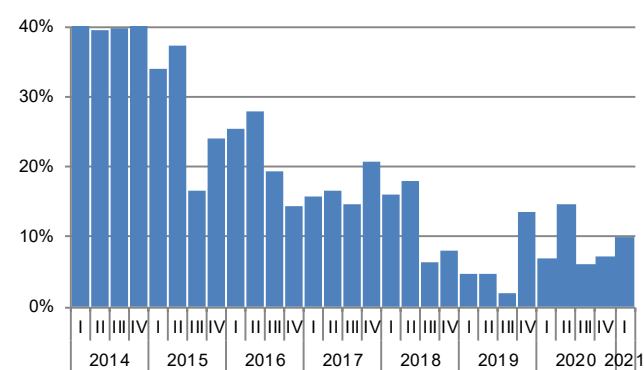


Figura 5-31 - Capacità di generazione elettrica in eccesso rispetto al fabbisogno (99° percentile)



⁴ Il corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel MSD (Del. AEEGSI n 111/06, art. 44) è l'onere netto associato alle partite di energia acquisti e vendite sul MSD, remunerazione dell'avviamento impianti sul MSD, sbilanciamenti, rendite da congestione e relative coperture finanziarie, servizio di interconnessione virtuale e altre partite

minori. Art. 44 a): saldo fra proventi e oneri maturati per effetto dell'applicazione del corrispettivo di sbilanciamento effettivo. Art. 44 b): Saldo fra proventi e oneri maturati da TERNA per l'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento.

Terzo aumento trimestrale consecutivo del PUN

Dopo i forti cali della prima metà del 2020, che avevano portato il PUN a nuovi minimi storici (21,8 €/MWh a maggio), la Borsa elettrica ha preso un trend fortemente rialzista, con aumenti su base mensile in otto dei successivi dieci mesi, sebbene il prezzo medio di marzo, 60,4 €/MWh, sia leggermente inferiore a quello medio di gennaio (60,7€/MWh, massimo da gennaio 2019), a causa della contrazione di febbraio. La crescita registrata nel I trimestre (+21%) è la terza consecutiva su base trimestrale. Rispetto al I trimestre di un anno fa l'aumento è del 50% (da 39,6 a 59,2 €/MWh), ma sfiora il +90% se si confronta il PUN medio di marzo 2021 con quello di marzo 2020.

Come per i cali della prima metà dell'anno scorso anche i rialzi successivi sono stati determinati dalla dinamica del prezzo del gas naturale al PSV, aumentato del 67% rispetto al I trimestre 2020, del 30% rispetto all'ultimo trimestre 2020, risalendo dai minimi storici di 6,5 €/MWh (a giugno) fino a oltre 20 €/MWh a gennaio 2021.

Di fronte alla dimensione di questi movimenti della materia prima, sulla dinamica dei prezzi dell'elettricità ha svolto un ruolo più marginale l'andamento della quota di mercato della generazione termoelettrica, posizionata più in alto nell'ordine di merito economico rispetto alle rinnovabili e dunque correlata positivamente con i prezzi. Nel I trimestre dell'anno la quota di produzione termoelettrica si è leggermente contratta rispetto al IV trimestre 2020, collocandosi al 56%, un valore non molto maggiore del 54% della metà del 2020, quando il PUN era ai minimi storici.

Redditività degli impianti stretta tra alti prezzi del gas e EUA ai massimi storici

La redditività degli impianti a gas, misurata dal clean spark spread, ha seguito negli ultimi mesi un andamento fortemente altalenante. Sceso fin quasi a zero nel II trimestre 2020, ha poi ripreso velocemente quota, grazie alla maggiore dinamica rialzista del PUN rispetto a quella del gas al PSV e alla significativa ripresa del ruolo della termoelettrica sul mercato. Nel IV trimestre 2020 il clean spark spread è però tornato a contrarsi con la forte accelerazione del prezzo del gas, accompagnata per di più dal trend rialzista dei permessi di emissione (v. cap. 2). Dai 15€/MWh del III trimestre 2020 i margini del gas sono scesi a 10 €/MWh nel IV e a poco più di 8 €/MWh nel I trimestre 2021.

Dalla Figura 5-33, che pure evidenzia l'elevata correlazione tra clean spark spread e peso della termoelettrica nel mix di generazione, emerge come tra la fine del 2020 e l'inizio del 2021 lo spread sia rimasto piatto o negativo pur in presenza di un ruolo crescente (o comunque relativamente elevato) della termoelettrica, evidentemente a causa dell'altro fattore non rappresentato in figura, cioè il prezzo dei permessi di emissione.

Segnali di risalita del premio dei prezzi della Borsa italiana, ma resta sui minimi rispetto su quella tedesca,

Nell'anno della pandemia i prezzi all'ingrosso dell'elettricità avevano toccato nuovi minimi storici in tutte le principali borse europee, con una convergenza intorno a valori di poco superiori ai 30 €/MWh, a conferma di un trend di lungo periodo verso il progressivo allineamento dei prezzi di borsa nazionali. Un dato positivo dell'anno era stato la contrazione del differenziale positivo italiano, sia in termini percentuali sia in valore assoluto (ampiamente inferiori ai 10 €/MWh).

Nel I trimestre 2021 l'evoluzione dei prezzi all'ingrosso dell'elettricità è stata più variegata: a fronte di un consolidamento della tendenza alla riduzione dello spread positivo con Germania e Francia, si registra una forte aumento del premio sul prezzo della borsa spagnola, cresciuto molto meno di quanto accaduto negli altri Paesi. In particolare

l'avvicinamento ai prezzi tedeschi sembra coerente con un trend di lungo periodo (Figura 5-34).

Figura 5-32 - Prezzo Unico Nazionale e prezzo del gas al PSV - medie mensili (€/MWh)

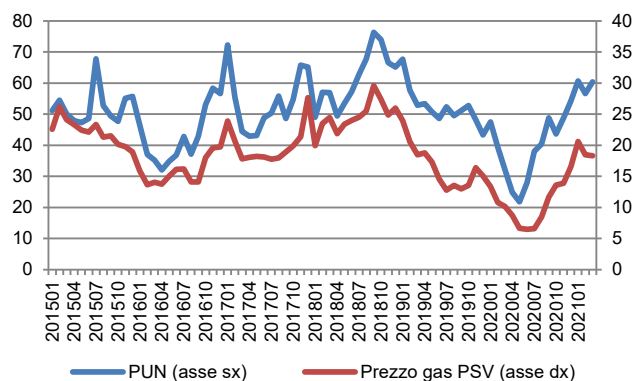


Figura 5-33 - Spark spread (€/MWh, asse sx) e quota della produzione termoelettrica sul totale (% , asse dx)

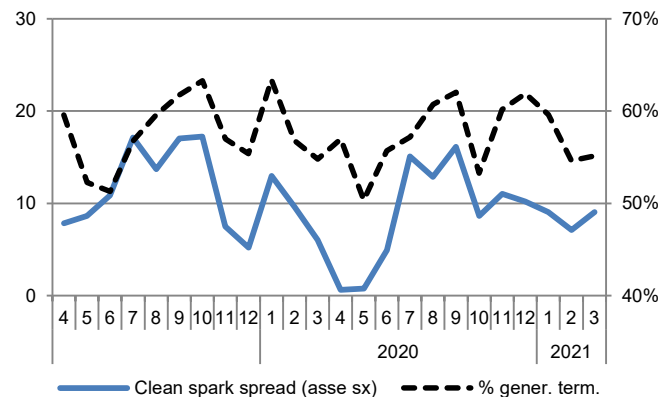


Figura 5-34 - Differenza % fra il prezzo di borsa in Italia e Germania

