POLITECNICO DI TORINO
Repository ISTITUZIONALE

Capitolo 2 Variabili guida del sistema energetico - Analisi trimestrale del sistema energetico italiano n.1/2021

Original
Capitolo 2 Variabili guida del sistema energetico - Analisi trimestrale del sistema energetico italiano n.1/2021 / Baldissara, B.; Colosimo, A.; Gracceva, F.; Desogus, E.. - In: ANALISI TRIMESTRALE DEL SISTEMA ENERGETICO ITALIANO. - ISSN 2531-4750. - ELETTRONICO. - 1:(2021), pp. 10-19.

Availability:
This version is available at: 11583/2972332 since: 2023-06-22T08:49:49Z

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)

04 May 2024

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

Analisi trimestrale del SISTEMA ENERGETICO ITALIANO

Anno 2020

1/2021

ISSN 2531-4750

Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

Anno 2020

Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

n. 1/2021

2020 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, Alessandro Zini, Andrea Colosimo (ENEA), E. Bompard. E. Desogus, D. Grosso, S. Lo Russo (EST@energycenter/PoliTO)

- Capitolo 1: F.Gracceva
- Capitolo 2: B. Baldissara, A. Colosimo, F. Gracceva, E. Desogus,
- Capitolo 3: B. Baldissara,
- Capitolo 4: B. Baldissara
- Capitolo 5: F. Gracceva, A. Colosimo, E. Bompard. E. Desogus, D. Grosso, S. Lo Russo
- Capitolo 6: A. Zini, B. Baldissara

Progetto grafico: Cristina Lanari

Revisione editoriale: Giuliano Ghisu

2. Variabili guida del sistema energetico

- Nel 2020 la domanda petrolifera mondiale ha perso circa 9 Mb/g in media d'anno, fino a 16 Mb/g nel II trimestre. Il prezzo del greggio è diminuito di oltre il 30%, scendendo ai minimi storici ad aprile. Anche il prezzo del gas ai minimi storici a metà anno (e -35% in media), ma in forte risalita nel IV trimestre
- Le principali variabili guida dei consumi energetici italiani, sintetizzate nel Superindice ENEA, hanno fornito un deciso impulso alla riduzione del fabbisogno di energia nel nostro Paese (--8%), in particolare nel II trimestre (-20% la variazione tendenziale), poi in decisa attenuazione (-4% nella seconda metà dell'anno)
- I fattori dominanti per la riduzione della domanda di energia sono stati PIL e produzione industriale, diminuiti rispettivamente dell'8,9% e dell'11% rispetto all'anno precedente
- Anche dai clima è venuta complessivamente una (molto più modesta) spinta alla riduzione della domanda di energia; solo il calo dei prezzi dell'energia ha fornito un marginale supporto ai consumi energetici

2.1 Mercati internazionali dell'energia

L'impatto dell'evento pandemico sul mercato del petrolio

La crisi globale determinata dalla pandemia da COVID-19 ha avuto ripercussioni rilevanti sui sistemi energetici a scala globale e, nello specifico, sul comparto petrolifero. Le misure di contenimento del contagio progressivamente adottate dai vari paesi, tra cui – soprattutto – le limitazioni alla mobilità (e il relativo impatto sul settore dei trasporti, principalmente quello aereo, ma anche il trasporto pubblico su gomma e ferro e quello privato) hanno infatti originato un repentino calo della domanda di petrolio greggio e raffinati, in particolare benzina e carboturbo (utilizzato nel trasporto aereo), oltre a una significativa riduzione dell'attività di raffinazione.
Nel 2020 la domanda petrolifera mondiale è scesa in media d'anno a 91 milioni di barili al giorno, con una contrazione di 8,7 Mbl/g, ma nel II trimestre è scesa fino a una media di 83 Mbl/g, ben 16 Mb/g in meno rispetto a un anno prima.
Ciò ha determinato, in cascata, un effetto rilevante sui prezzi del petrolio, scesi sui minimi storici ad aprile, anche perché la contrazione della domanda associata all'evento pandemico si è sovrapposta a una situazione di tendenziale eccesso di offerta già creatasi nel corso del 2019, per fronteggiare la quale erano già in atto, a inizio 2020, negoziati tra l'OPEC e la Russia, finalizzati a raggiungere un accordo sulla regolazione della produzione, evitando così un calo dei prezzi al di sotto dei 60$/bbl (Figura 3-1). Tuttavia, le tensioni geopolitiche all'interno dell'alleanza OPEC+ (ovvero paesi OPEC più Russia, Azerbaigian, Bahrain, Brunei, Kazakistan, Malesia, Messico, Oman, Sud Sudan e Sudan) sono confluite nel rifiuto da parte dalla Russia di realizzare un taglio produttivo, e nella contestuale decisione dell'Arabia Saudita di incrementare fortemente la propria produzione, proprio in concomitanza con la contrazione di domanda indotta dalla pandemia. Nel I trimestre l'offerta è risultata dunque ancora perfino superiore ai livelli dell'anno precedente (oltre 100 Mbl/g), per cui a fronte dell'improvviso crollo della domanda si è aperto un enorme eccesso di offerta (oltre 6 Mb/g nel I trimestre, quasi 10 Mb/g nel II).
Ne è scaturito un crollo repentino delle quotazioni del greggio: in particolare, il prezzo del Brent è sceso fino al minimo storico di 13,2$/bl a metà aprile (Figura 3-1), mentre il WTI ha fatto registrare il 20 aprile perfino una quotazione giornaliera negativa (sebbene legata a situazioni contingenti del mercato finanziario). Tuttavia, a valle del raggiungimento di un accordo su un taglio alla produzione pari a 9,7 Mbl/g (il 12 aprile), nelle settimane successive vi è stata un'immediata ripresa dei prezzi.

L'accordo tra i paesi OPEC+ e la ripresa del prezzo del greggio

A seguito all'intesa tra OPEC e Russia per il taglio della produzione, ulteriori 3 Mbl/g di tagli si sono aggiunti nelle produzioni di USA (Figura 3-3) e Canada. Questo, insieme alla ripresa congiunturale della domanda, risalita nel III trimestre a circa 93 Mbl/g, ha riportato il mercato ad una situazione di eccesso di domanda, che ha permesso di iniziare a ridurre le ampie scorte accumulate nel mesi precedenti. In questo modo le quotazioni sono tornate rapidamente al di sopra dei 40 $/bl, sebbene con alcune oscillazioni tra settembre e novembre, fino a una media nel IV trimestre di 44,3 $/bl per il Brent, di 42,5 $/bl per il WTI. In entrambi i casi si tratta comunque di valori inferiori di circa il 30% rispetto al corrispondente trimestre del 2019.
In media d'anno, il Brent ha chiuso il 2020 a 42 $/bl (-35% sul 2019), il WTI a 39 $/bl (-31%).

Figura 2-1 – Prezzo dei greggi WTI e Brent, gennaio 2010 – gennaio 2021 ($/bl)

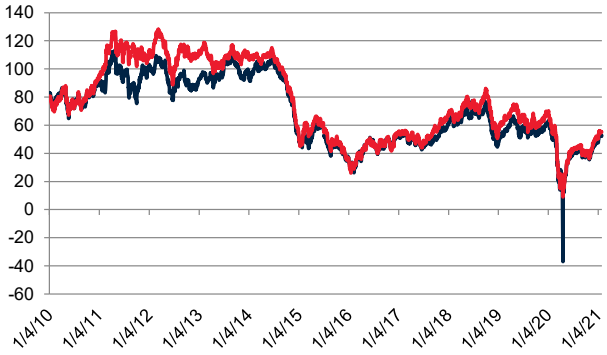
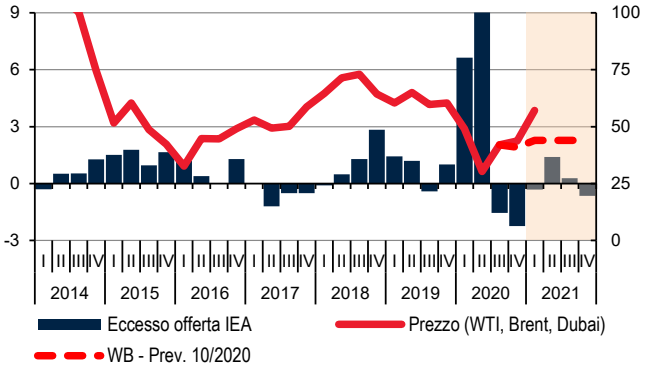


Figura 2-2 - Eccesso di offerta (Mbl/g, asse sx) e prezzo del greggio ($/bl, asse dx; media di Brent, WTI e Dubai, dati storici e previsioni World Bank)

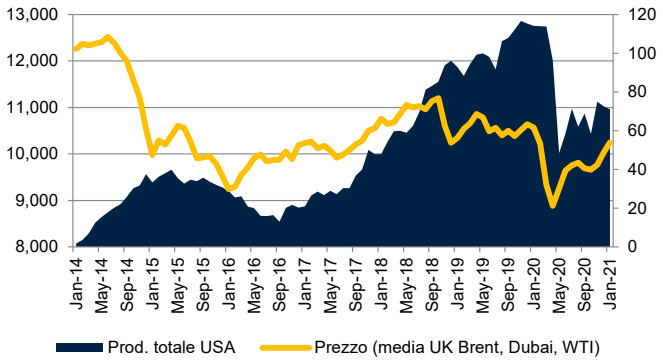


Prospettive di breve periodo. La lenta ripresa di produzione e consumi petroliferi nel 2021

Secondo le previsioni di Word Bank e dell'U.S. Energy Information Administration (Short-Term Energy Outlook) la pandemia da COVID-19 avrà un impatto duraturo sul sistema petrolifero globale. Si stima, infatti, che sia i consumi che la produzione di petrolio rimarranno al di sotto dei valori pre-pandemia per l'intero 2021.
Dal lato dell'offerta, anche negli Stati Uniti, dove il forte sostegno agli idrocarburi (in particolare gas naturale e petrolio) verificatosi nel corso dell'amministrazione Trump aveva determinato, nel dicembre 2019, il raggiungimento di un picco storico nella produzione, pari a 12,8 Mb/g, la ripresa della produzione è attesa realizzarsi in modo graduale, con una media pari a circa 11 Mb/g nel 2021, a circa 11,5 Mb/g nel 2022, ancora dunque ancora ben al di sotto della media di 12,2 Mb/g del 2019.
Sul fronte dei paesi OPEC+, nel mese di dicembre OPEC e Russia hanno raggiunto un nuovo accordo per aumentare più gradualmente la produzione di greggio, prevedendo un aumento di 500.000 bbl/g, a fronte dell'aumento di 2 Mb/g previsto dall'accordo sottoscritto ad aprile. Nei prossimi mesi sarà valutato lo stato del mercato petrolifero e sarà regolato il livello di produzione in funzione della crescita della domanda di petrolio. Tale accordo è frutto di una complessa trattativa avvenuta tra l'Arabia Saudita, capofila dei paesi favorevoli a una proroga di altri tre mesi delle attuali limitazioni alla produzione, al fine di sostenere i prezzi, e i paesi contrari, ovvero Russia, Iraq, Emirati Arabi e Nigeria.

Dal lato della domanda, l'unico paese che dovrebbe mostrare un rilevante recupero dei consumi petroliferi (e dell'economia in generale, rispetto ai paesi occidentali, la cui fase di ripresa è ancora ostacolata dal persistere dell'emergenza sanitaria) è la Cina, che secondo le previsioni vedrà una fase espansiva non solo del mercato del petrolio, ma anche di quello del gas naturale e del carbone. La ripresa dei consumi petroliferi è invece prevista moderata negli Stati Uniti, sia per il perdurare dell'effetto originato dalla pandemia che per la diversa visione in ambito energetico della nuova amministrazione Biden, orientata a favore della transizione energetica verso la decarbonizzazione.
L'inizio della campagna vaccinale nel dicembre 2020 ha comunque generato un crescente ottimismo, anche per la ripresa economica cinese. Ne è scaturita una ripresa di tutti i mercati energetici, con i prezzi del greggio e dei prodotti raffinati in salita all'inizio del 2021. Tuttavia, tale ripresa è ancora condizionata dal clima di incertezza associato alle nuove varianti del virus (inglese, brasiliana e sudafricana), che potrebbero rallentare il percorso di uscita dalla fase pandemica e, di conseguenza, il ripristino di condizioni di vita (e di consumo) più simili a quelle del periodo pre-pandemico. Inoltre, se da una parte ci si attende comunque un aumento dei consumi petroliferi nel 2021, dall'altra le raffinerie, stante la grande quantità di prodotti rimasti invenduti durante il 2020, devono ancora risolvere la questione del livello di saturazione dei depositi, senza che questo danneggi le quote di mercato dei prodotti. I margini di raffinazione ancora molto bassi confermano la difficile ripresa del mercato dei prodotti e il settore della raffinazione si conferma essere uno di quelli maggiormente colpiti dalla contrazione della domanda.
Complessivamente, le attese per il 2021 sono di una ripresa solo parziale della domanda, che sebbene a fine anno potrebbe riavvicinarsi ai 100 Mb/g (IEA, Oil Market Report), in media d'anno è attesa collocarsi a circa 96 Mb/g, solo 5 Mb/g in più rispetto al 2020.
Le attese prevalenti circa i prezzi nel breve-medio periodo restano dunque ancora prudenti, anche per la perdurante incertezza connessa all'evoluzione del quadro sanitario, sebbene a inizio 2021 abbiano cominciato ad affacciarsi previsioni rialziste. L'ultimo Outlook di Word Bank, risalente a ottobre 2020, prevedeva per il 2021 un prezzo medio annuo del greggio intorno a 44 $/bbl (media Brent, WTI, Dubai), un valore ancora molto inferiore a quello medio del 2019 (circa 61 $/bbl), ma comunque in crescita rispetto alla media 2020 (41,3 $/bbl). La previsione più recente dell'U.S. Energy Information Administration ha invece alzato la quotazione media del WTI sia per il 2021 sia per il 2022, fino a 51.6 €/bl, quella del Brent fino a 55 $/bl nel 2022.
Anche l'IMF stima un rimbalzo del 20% circa nel 2021, su valori appena superiori ai 50 $/bl (media Brent, Dubai e WTI), con significativa revisione al rialzo rispetto alla previsione formulata a ottobre (46.7 $/bl).
A sostenere questi revisioni al rialzo sono in primo luogo le previsioni di crescita del PIL globale per il 2021. Il FMI ora prevede che il PIL globale crescerà del 5,5%, dopo una contrazione del 3,5% nel 2020. Il dato del 2020 è stato rivisto al rialzo di 0,9 punti percentuali rispetto alla precedente previsione, mentre la stima del 2021 è una revisione al rialzo di 0,3 punti percentuali, sulla scia di un relativo ottimismo circa l'effetto delle campagne di vaccinazione e della misure di stimolo dell'economia.

Figura 2-3 - Produzione di petrolio negli USA (Mbl/g, asse sx) e prezzo del petrolio ($/bl, asse dx; media Brent, WTI, Dubai)



L'evoluzione della domanda globale di gas nel 2020

Ancora al termine del primo semestre 2020, tutti i principali mercati del gas naturale presentavano un calo della domanda o al massimo una lenta ripresa (come nel caso della Cina). L'aspettativa prevalente per il 2020 era dunque quella del più grande calo annuo registrato dai consumi di gas dalla seconda metà del 20° secolo. Dopo una moderata ripresa nel III trimestre la domanda globale di gas ha mostrato però nel IV trimestre una forte accelerazione. La crescita della domanda non è stata soltanto quantitativa ma anche qualitativa, per una maggiore coralità e diffusione rispetto ai caratteri abbastanza disomogenei per intensità e velocità mostrati in precedenza nelle varie aree mondiali dopo l'impatto subìto nel primo semestre per effetto della crisi pandemica. Questa evoluzione è spiegata non solo da una contrazione dell'attività economica globale rivelatasi minore del previsto (con le stime del Fondo Monetario Internazionale per il PIL globale passate da -5,8 a -4,4% su base annua), ma anche da una stagione invernale rigida quasi nell'intero emisfero settentrionale, dall'Europa all'Asia.
Sono state di conseguenza riviste al rialzo le stime IEA per l'anno 2020. Inizialmente prevedevano un calo annuo della domanda di gas pari al 4%, poi erano state aggiornate in aprile (Global Gas Security Review 2020) al -3% (pari a circa 120 miliardi di metri cubi), infine le stime dell'OIES stimavano a ottobre un calo intorno al 2,5%, mentre le più recenti lo ridimensionavano all'1-1,5%, un dato che consentirebbe al 2020 di non aggiornare il record negativo su base annua risalente al 2009 (-2,5%).
La domanda di gas si è dunque dimostrata più resiliente di quanto previsto, in particolare in Asia (dove la domanda cinese ha continuato a crescere) e anche in Europa, sebbene soltanto in termini relativi, cioè rispetto alle previsioni. Contrazioni marginali o nulle si sono inoltre registrate negli Stati Uniti e in altri importanti Paesi importatori di GNL come India, Giappone, Corea e Taiwan. A livello settoriale, la tenuta della domanda si è mostrata in particolare nel settore energetico, mentre la domanda del settore residenziale è stata particolarmente sostenuta in Asia negli ultimi due mesi, in ragione del clima rigido.

Prezzi: dal crollo del primo semestre ai rimbalzi del IV trimestre

Il crollo della domanda nella prima parte del 2020 si è abbattuto su mercati del gas che già all'inizio dell'anno presentavano una serie di fattori di debolezza: un elevato livello di riempimento degli stoccaggi; la possibilità di un inverno mite (poi effettivamente verificatosi); un aumento di circa il 10% a/a nelle importazioni di GNL; una domanda più debole nei principali mercati asiatici, americani e mediorientali. La combinazione di questi fattori ha prodotto una perdurante discesa dei prezzi su tutti i tre principali mercati (Europa, Asia, Usa). Al TTF europeo nel secondo trimestre il prezzo è precipitato fino a una media di 5,35 €/MWh (-45% sul trimestre precedente, già in calo del 24% sul IV trimestre 2019). Nell'insieme del I semestre 2020 il prezzo al TTF è risultato pari a 7,5 €/MWh, oltre la metà dei 15,7 del I semestre 2019.
A questo si aggiungeva una generale contrazione dei differenziali, a segnalare indirettamente un'intensificazione della concorrenza e la possibilità di una convergenza al ribasso dei prezzi tra le tre principali aree verso livelli sostanzialmente sovrapponibili.
La tenuta prima e la ripresa poi della domanda globale nella seconda metà dell'anno hanno però determinato negli ultimi mesi rimbalzi generalizzati e notevoli portato dei prezzi in tutte le principali aree (Figura 2-4), anche se al momento la tendenza di breve termine al rialzo sembra ancora inserita in un trend ribassista di medio termine. Il minimo segnato nel giugno 2020 rappresenta il punto di partenza di una ideale linea di tendenza diagonale, crescente, che può fungere da area chiave in caso di ulteriore ribasso.
All' Henry Hub degli Stati Uniti il GNL ha continuato nell'ultimo trimestre il recupero già iniziato nel precedente, salendo da una media trimestrale di 2 $ /mmbtu a 2,53 (+26,5%, che si riduce a +20,6% in € - da 5,8 a 7 - a causa del forte apprezzamento del cambio, 2% su base trimestrale): un valore superiore anche a quello del corrispondente periodo 2019 (2,40 $, +5,4%), su base trimestrale più alto dal secondo trimestre 2019.
Sul mercato giapponese si è registrato un fortissimo aumento della media trimestrale da 11,8 a 20,4 €/ MWh (+73%), che ha portato i prezzi ben al di sopra anche rispetto al livello di 15,8€ del corrispondente trimestre 2019 (+29,1%) in particolare con l'impennata della media mensile di dicembre (24,1 €).
Sul mercato europeo nel IV trimestre anche al PSV i prezzi sono rimbalzati da 8,9 fino a 14,68 €/MWh (+65%) riportandosi in linea con i livelli del IV trimestre 2019, mentre al TTF si è passati da 7,75 a 14,54 € / MWh (+87%), su livelli superiori del 14% rispetto all'analogo periodo 2019. La diversa intensità del rimbalzo tra i due hub ha portato lo spread PSV/TTF a chiudersi dopo ben 8 anni (dal primo trimestre 2013) nei quali si era mantenuto ininterrottamente positivo.
Su base annuale, i prezzi al TTF chiudono il 2020 a 9,33 contro i 13,62 del 2019 (-31,5%), al PSV la media è stata di 10,57 €/MWh rispetto ai 16,31 del 2019 (-35,2%). Si tratta in entrambi i casi di nuovi minimi annui assoluti. Tuttavia, i livelli recuperati nel mese di dicembre e quelli raggiunti con la prosecuzione del loro rimbalzo a gennaio 2021 sono comparabili con i valori di gennaio 2019. Non si sono soltanto recuperate su base trimestrale le quotazioni pre-pandemiche dell'inverno 2019-2020, ma anche quelle dell'inverno precedente, lasciando ipotizzare che siano state almeno in parte intaccate e modificate le dinamiche strutturali che già precedentemente al Covid19 stavano determinando il trend di discesa dei prezzi.

Figura 2-4 – Domanda e importazioni di gas naturale in Cina (milioni di metri cubi)

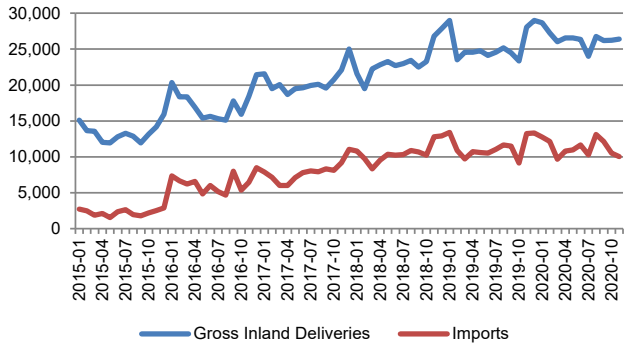
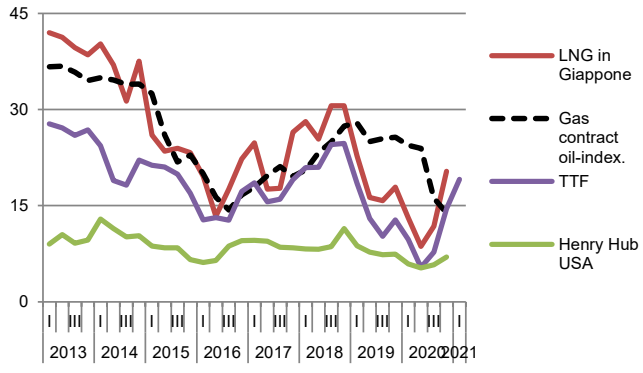


Figura 2-5 - Prezzi del gas naturale su diversi mercati (€/MWh)



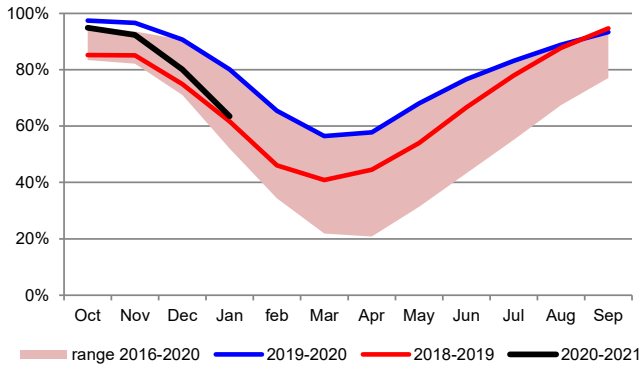
Il mutato equilibrio tra domanda e offerta nel IV trimestre 2020

Fino al III trimestre del 2020 l'offerta di gas (già sovradimensionata anche precedentemente alla pandemia) si è dovuta adeguare al drammatico calo della domanda attraverso una notevole flessibilità nella riduzione di forniture al fine di contenere il crollo dei prezzi, laddove il bilanciamento del mercato è gravato sia sui Paesi esportatori tramite gasdotti sia su quelli esportatori di GNL (Usa in primis), soprattutto per il venir meno del tradizionale ruolo equilibratore rivestito dalle capacità di stoccaggio – specie europee - a causa del loro sfruttamento già portato agli estremi limiti.
A partire dal IV trimestre si sono create condizioni congiunturali sostanzialmente opposte: una forte ed improvvisa impennata della domanda proveniente in modo congiunto da tutte le aree ha incontrato una struttura dell'offerta non uniformemente elastica, con flussi razionati tra le varie aree in modo disomogeneo e il ricorso al prelievo dagli stoccaggi in quelle sfavorite (il territorio europeo) non sufficiente a tamponare l'improvviso squilibrio tra domanda e offerta.
In particolare col GNL il profondo mutamento delle modalità e delle dinamiche delle forniture hanno reso i mercati regionali sempre più interconnessi tra loro. L'elemento dominante emerso negli ultimi mesi è una certa rigidità dell'offerta di gas liquefatto in termini di quantità, soprattutto sul piano della velocità di adeguamento logistico.
In sostanza, l'ondata di freddo che ha colpito pressoché l'intero emisfero settentrionale, dalla Spagna al Giappone, ha determinato una rarefazione dell'offerta di GNL che ha privilegiato i mercati asiatici, irrigidendo gli altri e favorendo una repentina crescita dei prezzi. Questo non è in contraddizione con l'eccesso di offerta che ha caratterizzato in modo strutturale i mercati mondiali fino ad appena pochi mesi prima, poiché la maggior parte di tale offerta rientra nell'ambito dei contratti di lungo termine legati al prezzo del petrolio (sebbene in alcune aree come quella europea questa correlazione sia stata ormai notevolmente superata), mentre il mercato spot del GNL tratta volumi complessivi più modesti rispetto al totale (34% nel 2019, 31% nel 2018 secondo i dati del GECF, il Forum dei Paesi esportatori) e rispetto ad altre materie energetiche presenta una flessibilità ridotta per rispondere agli squilibri di mercato, restando quindi molto vulnerabile ed esposto alla volatilità della domanda e dei prezzi.
Il IV trimestre 2020 ha visto inoltre la prosecuzione dell'ampliamento del differenziale tra i prezzi sui diversi hub continentali, avviatosi nel trimestre precedente e che sancisce la fine a un processo di convergenza iniziato nel 2019 e culminato a metà 2020. Il rimbalzo dei prezzi più celere e più intenso è stato per il GNL, seguito a ruota dal TTF ed infine anche dall'Henry Hub, il mercato più stabile e meno volatile: queste diverse intensità hanno portato la forbice tra LNG del Giappone e TTF ad ampliarsi da 4,05 €/MWh a 5,86, e quella tra LNG e PSV da 2,90 a 5,72 €. Ancora maggiori, in termini assoluti, gli ampliamenti di differenziale rispetto all'hub americano : quello tra TTF ed Henry Hub è passato da 1,96 €/MWh a 7,55.

Stoccaggi in ridimensionamento

Gli stoccaggi europei hanno mostrato nel quarto trimestre una decisa accelerazione del processo di riassorbimento degli eccessi raggiunti alla fine del primo semestre 2020 rispetto a quello corrispondente 2019 (+10%). Al termine del terzo trimestre già tali eccessi erano stati annullati, riportandosi su percentuali molto simili, mentre negli ultimi due mesi dell'anno - ed in particolare a dicembre – il confronto si è ribaltato, portando il 2020 a chiudere all'80% della capacità contro il 90,7% di fine 2019 (-11,7%). I prelievi sono poi continuati in modo ancor più massiccio nel mese di gennaio 2021, facendo crollare gli stoccaggi al 63,5% della capacità, contro l'80% del gennaio 2020 (-20,7%). Si tratta di valori che si riportano su quelli dell'anno termico 2018-2019, e che vanno per la prima volta a rientrare verso la parte bassa del range quinquennale dopo essere costantemente rimasti in prossimità del limite superiore (o addirittura oltre) in modo ininterrotto dall'estate 2018. Questo processo è avvenuto in modo pressochè parallelo al dirottamento di una parte notevole dell'offerta di GNL sui mercati asiatici.
Il notevole ricorso agli stoccaggi, che solo fino a pochi mesi prima erano arrivati a presentare problemi di insufficienza infrastrutturale a fronte di un eccesso di offerta, ha portato così l'Europa a ripristinare il suo tradizionale ruolo di stanza di compensazione rispetto alla domanda : ma stavolta in senso opposto, ossia come mercato di assorbimento di un eccesso di domanda, a seguito del dirottamento dei carichi di GNL verso l'area asiatica appena si è verificato ovunque l'irrigidimento climatico invernale.
Va sottolineato come in Europa sussista una notevole correlazione (di tipo inverso) tra la variazione su base annua dell'utilizzo degli stoccaggi e quella – sempre su base annua - nel prezzo del gas TTF: pur non implicando un nesso di causalità, entrambe sono guidate dagli stessi fattori di domanda e offerta. Di conseguenza, se una delle misure risulta stimabile, diviene possibile una ragionevole previsione per l'altra.
Poiché attualmente, come già accennato, la curva dei futures sta mostrando un forte aumento del prezzo TTF a poco più di $ 6/mmbtu tra il secondo ed il terzo trimestre 2021, l'implicazione per i livelli di stoccaggio in Europa è che dovrebbero pertanto diminuire in modo molto significativo nell'estate rispetto al 2020, addirittura fino al 60-75 % in meno, per giustificare un aumento così forte su base annua nel prezzo del gas.
E' pertanto plausibile ritenere che a meno di condizioni congiunturali climatiche particolarmente rigide o di un repentino e sostanziale miglioramento della situazione economica (che determini un incremento della domanda di gas in Europa), l'eccesso di offerta strutturale dovrebbe tornare a farsi evidente nei mesi estivi.
Di conseguenza si può concludere che per giustificare la validità dell'attuale curva dei prezzi futures i livelli delle scorte nel 2021 dovrebbero risultare inferiori rispetto al 2020.

Figura 2-6 – Tasso di riempimento degli stoccaggi UE (%)



Prospettive per il 2021. Il ruolo del mercato del GNL

Il notevole ridimensionamento del calo della domanda originariamente ipotizzato per il 2020 ha portato necessariamente a riformulare anche le previsioni di rimbalzo per il 2021, adesso stimato nel complesso a livello globale al +2,5-3%, leggermente inferiore rispetto alle stime di aprile (3% pari a 130 miliardi di metri cubi), perché la ripresa è iniziata già nel corso del 2020. L'inizio del 2021, con temperature rigide sia nel nord-est asiatico sia in Europa, ha già visto aumentare la domanda di gas per riscaldamento, che in Europa ha più che compensato il calo degli altri settori dovuti al persistere dei lockdown.
Dal lato dell'offerta, la capacità di esportazione di GNL è vista per il 2021 in crescita fino a 540 miliardi di metri cubi rispetto ai 525 del 2020 e ai 510 del 2019, riflettendo principalmente il completamento dei progetti avviati nel 2020 fino al pieno regime, ma anche nuovi progetti in fase di avviamento come Corpus Christi Train 3 in USA e Rotan FLNG in Malesia; sebbene l'aumento di capacità dei nuovi progetti sia in parte compensato da problemi a progetti esistenti come Hammerfest in Norvegia, Gorgon e Prelude FLNG in Australia. Si conferma dunque al ritmo previsto il trend strutturale crescente nella capacità di liquefazione globale, che in base ai progetti già in fase di sviluppo è stimata in aumento del 20% nel quinquennio 2020-2024.
I dati iniziali a consuntivo per il 2020 indicano che le importazioni globali di GNL sono aumentate di circa 13 miliardi di metri cubi (+3% rispetto all'anno precedente). Le importazioni asiatiche sono cresciute di circa 20 miliardi, in parte compensate dai cali in Europa: questo dato risente però della particolare dinamica avvenuta nel mese di dicembre, allorché le importazioni europee – fino a quel momento ancora in aumento su base annua in continuità con il trend degli anni precedenti – sono fortemente calate, perché i flussi di GNL si sono spostati verso i mercati asiatici per il clima particolarmente rigido. L'utilizzazione di capacità di esportazione globale di GNL disponibile, pur in marginale calo, è rimasta nel 2020 superiore al 90%.
Con il rimbalzo della domanda di gas che è previsto persistere nel 2021, le prospettive per il mercato del GNL appaiono positive. Le importazioni di GNL su base annua sono stimate in potenziale aumento per circa il 5%, pari a 25 miliardi di metri cubi. Di questi la maggior parte (20 miliardi) sono ascrivibili ai mercati asiatici (Cina in primis), mentre per l'Europa le stime convergono su una sostanziale stabilizzazione dei precedenti livelli. Resta tuttavia la possibilità che le importazioni di GNL in Europa si ritrovino notevolmente calmierate da un parziale rimbalzo delle importazioni tramite gasdotti e da un minor livello degli stoccaggi (dovuto a più prelievi e/o minori iniezioni): A favorire questo scenario c'è l'evoluzione dei prezzi dei contratti oil-indexed, che hanno avuto una forte discesa nel III trimestre, in controtendenza ai prezzi spot, perché incorporavano con il consueto lag temporale la precedente caduta del prezzo del petrolio. in tal caso i flussi di GNL verso l'Europa potrebbero diminuire di circa 13-15 miliardi di metri cubi, limitando l'aumento globale delle importazioni di GNL a circa 10 miliardi, con un aumento di solo il 2%.

Possibili fattori di instabilità e volatilità

Altro elemento importante è la possibilità che quanto registrato di recente sul mercato spot in modo congiunturale assuma carattere parzialmente strutturale, con maggiore volatilità e prezzi più elevati, entrambi fattori che pur ridimensionandosi dai livelli di picco sono probabilmente destinati ad aumentare in termini di valori medi. Tra i fattori che possono creare i presupposti per questa tendenza vi sono i livelli inferiori di trivellazioni, instabilità finanziaria nell'industria petrolifera, e bassi livelli di investimenti nel settore dovuti al loro abbandono ormai da tempi prolungati. Poiché gli Stati Uniti sono divenuti un Paese driver nelle esportazioni e nella capacità produttiva, tutti i suoi elementi di criticità interna - come la riduzione delle trivellazioni e le cattive condizioni finanziarie di molte società petrolifere reduci dalla guerra dei prezzi dello shale – sono destinate a ripercuotersi sui prezzi all'Henry Hub (finora caratterizzato negli ultimi tre anni essenzialmente da un elevato grado di stabilità) e di riflesso sul mercato globale. Secondo l'Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA) prezzi del gas più elevati e più volatili potrebbero mettere a repentaglio fino a 50 miliardi di dollari di progetti energetici alimentati a gas nei mercati emergenti del GNL dell'Asia meridionale, Pakistan, Vietnam e Bangladesh. Allo stesso tempo, l'entità del rimbalzo dei prezzi ha contribuito a compensare un anno in cui la erano stati raggiunti i livelli più bassi per lunghi periodi di tempo: la durata e la strutturalità del rimbalzo saranno fondamentali per fornire il segnale necessario che la domanda è ancora abbastanza robusta da giustificare investimenti a lungo termine, soprattutto negli Stati Uniti per i quali era emerso il timore che la compressione dello spread rispetto ai prezzi esteri li pregiudicasse irreversibilmente.
Attualmente, le curve dei prezzi spot presso gli hub in tutte le aree mondiali, i contratti a qualsiasi scadenza e a qualsiasi indicizzazione mostrano una tendenza alla crescita : in sostanza il processo di convergenza dei trend si è sostituito a quello dei prezzi.
La curva forward dei prezzi, che già ad inizio ottobre aveva correttamente previsto la continuazione della salita dei prezzi non solo nel IV trimestre 2020 ma anche nel 2021, fino a livelli risalenti al 2018 per l'Henry Hub ed al 2019 per il TTF, attualmente sta mostrando un ulteriore forte aumento del prezzo TTF a poco più di 6 $/mmbtu tra il II ed il III trimestre 2021, un livello triplo rispetto al corrispondente periodo 2020 e in aumento del 66% rispetto ai 3,6 $/Mmbtu del IV trimestre.

Figura 2-7 – Esportazioni di GNL USA in UE e in Italia (milioni di metri cubi; NB: dati parziali per il IV trimestre)

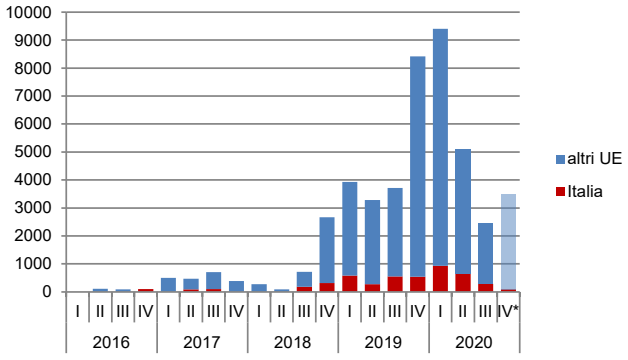
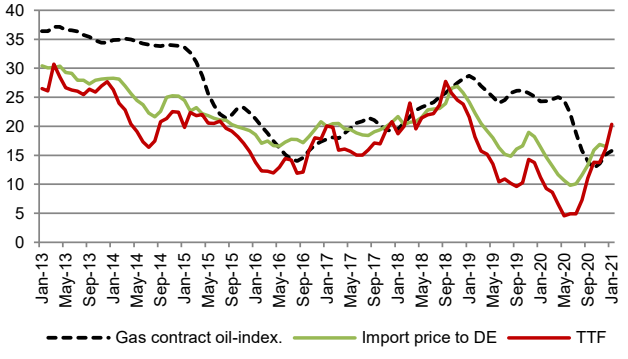


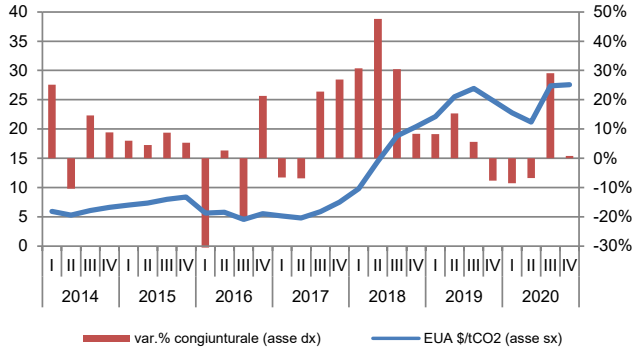
Figura 2-8 – Prezzi del gas naturale in Europa (€/MWh)



Il mercato ETS: prezzi del carbonio ai massimi storici

Il valore totale dei mercati globali del carbonio è cresciuto di quasi il 20% nel 2020 (si tratta del quarto anno consecutivo di crescita record), raggiungendo i 229 miliardi di euro, pari ad oltre cinque volte il controvalore del 2017. Tutti i principali mercati della CO2 hanno visto aumentare i prezzi sulle attese di un inasprimento dei limiti di emissione, a cominciare da quello europeo EU-ETS che rappresenta quasi il 90% del valore globale e la maggior parte del volume complessivo di scambi (pari a 10,3 miliardi di tonnellate). Nel 2020 sono state scambiate sull'ETS oltre 8 miliardi di quote di emissioni (EUA), quasi il 20% in più rispetto al 2019, con i prezzi che hanno toccato nuovi livelli record (vedi oltre).
I mercati regionali nordamericani del carbonio – la Western Climate Initiative (WCI) e la Regional Greenhouse Gas Initiative (RGGI) – hanno seguito un andamento simile a quello dell'Europa, con i prezzi che sono crollati a marzo-aprile, ma si sono ripresi entro il IV trimestre 2020 sulle aspettative di cambiamenti politici che hanno portato a chiudere l'anno con un aumento del 16% in termini di valore di mercato complessivo dal 2019, rispettivamente a 22 miliardi di euro e 1,7 miliardi di euro. Va poi segnalata l'imminente inaugurazione del nuovo mercato nazionale di scambio di quote di emissioni in Cina (prevista per il II trimestre 2021), dopo l'inaspettato impegno del governo preso a settembre per la mitigazione dei cambiamenti climatici e la successiva pubblicazione nel IV trimestre delle attese regole per l'ETS nazionale. Trattandosi del primo Paese emettitore mondiale, il nuovo mercato si candida in prospettiva ad assumere una significativa rilevanza.
A partire da gennaio 2021 è stata ufficialmente implementata la cosiddetta Fase 4 del sistema ETS europeo la quale prevede fra le altre cose l'incremento del fattore lineare di riduzione (FLR) dall'1,74% al 2,2% mentre, nel frattempo, si avvia alla ratifica del Parlamento la proposta della Commissione di elevare dal 40 al 55% la percentuale di riduzione delle emissioni entro il 2030 rispetto al 1990. Nella fase 4 diminuiranno le quote di emissione assegnate a titolo gratuito ai soggetti industriali europei nonché il numero di soggetti che ne potranno usufruire, obbligando di fatto le realtà che ne saranno escluse ad acquistare una parte consistente delle proprie quote di emissione a prezzi di mercato. Infine, sempre nel 2021 è prevista una revisione del sistema di MSR (Market Stability Reserve), ovvero del sistema di assorbimento e sottrazione di quote di emissione dal mercato per diminuire l'offerta e spingere i soggetti obbligati ad effettuare investimenti strutturali per la riduzione delle emissioni. È possibile che l'MSR debba aumentare le quote da sottrarre di anno in anno, provocando ulteriore diminuzione dei titoli disponibili.
L'insieme dei citati elementi (e dei loro possibili sviluppi regolatori e politici) è probabilmente alla base dell'ulteriore e forte aumento dei prezzi degli EUA sul mercato del carbonio. La notevole volatilità nei periodi rilevanti rispetto alle date chiave può fare da contraltare e bilanciamento ad un clima di generale attesa rialzista sui mercati. L'incognita della pandemia e dei suoi riflessi sull'attività economica rende il quadro suscettibile di ulteriori incertezze, soprattutto sul lato della domanda di titoli, ma potrebbe rimanere una parentesi temporale limitata rispetto allo sviluppo dei temi regolatori di più lungo termine.
Il 2020 si chiude con una media annua dei prezzi dei permessi di emissione (EUA) a 24,75 €/t (v. fig. 2.6), pressochè allineata con quella del 2019 (24,84 €). Il dato medio nasconde tuttavia una tendenza rialzista strutturale che è stata attenuata soltanto dal crollo temporaneo avvenuto nei mesi di marzo, aprile e maggio per effetto della pandemia (media di circa 20 € in ciascuno dei tre mesi), laddove tuttavia il rimbalzo dei prezzi si è rivelato molto più accelerato ed intenso sia rispetto a quelli delle attività economiche, sia rispetto a quelli di tutte le materie prime energetiche. Già in chiusura di primo semestre i prezzi avevano recuperato i livelli di fine 2019, per poi salire a nuovi massimi storici nel terzo trimestre (27,34€/t di media) mantenuti nel quarto (27,54 €). A sua volta, tuttavia, anche la media dell'ultimo trimestre - sebbene allineata con quella del trimestre precedente – sottende una tendenza rialzista testimoniata dal valore medio mensile di dicembre che ha sfondato per la prima volta la soglia dei 30 €/t (30,92), e poi esplosa nel 2021, allorchè nel mese di gennaio i prezzi sono saliti a 33,43 € (+8,11% su base mensile) per poi sfiorare nel mese di febbraio a livello intraday addirittura la soglia dei 40 € (39,8 il giorno 8, nuovo massimo storico).
Dal punto di vista tecnico appare difficile formulare previsioni attendibili, in quanto si intrecciano elementi di carattere fondamentale con altri più strettamente finanziari, questi ultimi divenuti progressivamente preponderanti a mano a mano che sul mercato ETS si sono moltiplicati soggetti specializzati: un forecast (piuttosto controverso) contenuto in un report della banca di investimento Berenberg vede i prezzi della CO2 raggiungere addirittura i 110 €/ton entro la fine dell'anno, sulla base dell'ingente deficit di permessi disponibili rispetto all'effettiva domanda, quantificato in uno scoperto di circa 200 milioni di permessi per il 2021 in crescita fino a un valore cumulato di 803 milioni per il 2024. L'autore del report (L. Steele) ha dichiarato che tale previsione potrebbe essere variabile nei valori come nei tempi di realizzazione, senza tuttavia inficiare il trend, la sua direzione e la sua magnitudine che restano realistici.
Si è creato dunque un apparente paradosso, per il quale da un lato – secondo quanto affermato da diversi analisti – il drenaggio dei permessi dal mercato effettuato annualmente dalla Riserva di Stabilità potrebbe rivelarsi insufficiente a conseguire gli obiettivi di decarbonizzazione fissati per il 2030, deducendosi così che tali diritti continuino ad essere troppi; dall'altro lato, nell'ambito della riforma dell'ETS allo studio della Commissione UE, si ipotizza di collegare il funzionamento della Riserva non più alla quantità circolante bensì ai prezzi dei diritti EUA, privilegiando dunque un obiettivo di stabilizzazione di questi ultimi.
In ogni caso due elementi appaiono sostanziali. Innanzitutto il fatto che il forte aumento dei prezzi sia avvenuto anche in un contesto di diminuzione dell'attività economica e della domanda di energia. Questo disaccoppiamento segnala che l'obiettivo di abbattimento delle emissioni ha ormai intrapreso un suo percorso strutturale indipendente dall'andamento del ciclo economico. In secondo luogo, i prezzi hanno raggiunto livelli tali, per la prima volta dall'istituzione del mercato dei permessi di emissione, da incidere e risultare determinanti sulle scelte di politica energetica e industriale in termini sia micro che macroeconomici.

Figura 2-9 – Prezzo dei permessi di emissione sull'ETS (€/t, asse sx) e loro variazione % congiunturale (asse dx)



2.2 Variabili guida dei consumi energetici italiani

Dal crollo di PIL e produzione industriale un impulso senza precedenti alla riduzione della domanda di energia

Nel 2020 le principali variabili guida dei consumi energetici italiani, sintetizzate nel superindice ENEA (vedi nota metodologica) hanno fornito una netta spinta alla riduzione della domanda di energia, oltre l'8% in meno rispetto al 2019.
Dopo il calo dei primi tre mesi dell'anno (-7% tendenziale, maturato in particolare nel mese di marzo, in corrispondenza con le prime restrizioni alle attività economiche e produttive), nel corso del II trimestre il superindice è crollato di circa il -20% rispetto allo stesso periodo del 2019, trainato in particolare dai risultati di PIL e produzione industriale.
Anche nella seconda metà dell'anno le variabili guida hanno fornito un impulso alla riduzione del fabbisogno energetico, ma in decisa attenuazione rispetto alle prima parte dell'anno: il calo tendenziale del superindice è infatti inferiore al 5% nel III trimestre, inferiore al 4% nel IV. Nella seconda metà dell'anno è stata infatti più contenuto l'impulso alla frenata dei consumi energetici proveniente da PIL e produzione industriale, e per di più in parte compensato dall'impulso positivo proveniente dal calo dei prezzi dell'energia e dal clima (nel IV trimestre, vedi oltre).
In termini di componenti, a frenare i consumi di energia sono state in modo largamente prevalente le variabili economiche: PIL e produzione industriale sono infatti diminuiti rispettivamente del 9% e 11% rispetto al 2019 (si veda oltre).
Anche i fattori di natura climatica hanno fornito una spinta alla riduzione della domanda di energia: le temperature complessivamente più miti dei mesi invernali (specie nel corso del I trimestre) hanno favorito il calo della domanda di energia per riscaldamento degli ambienti.
Solo dai prezzi delle commodity energetiche è arrivata una spinta all'aumento dei consumi, seppur marginale in termini assoluti, rispetto a quella negativa proveniente delle altre componenti.

Dopo la ripresa del triennio 15-17, ed il biennio 18-19 sostanzialmente neutrale, dai driver un impulso al calo dei consumi energetici maggiore di quello del 2009

In un'ottica più di lungo periodo, dalla Figura 2-10 emerge come la traiettoria del superindice sia stata caratterizzata nella prima parte del decennio 2010-2020 da un trend di riduzione costante (-2% medio annuo), trainata in particolare dal calo delle attività economiche, fino al minimo del 2014 (Figura 2-11). Nel corso del successivo triennio 2015-2017 il superindice è poi tornato a crescere, fornendo un impulso all'aumento della domanda di energia superiore al 2% medio annuo, spinto soprattutto dalla ripresa dell'attività economiche e industria.
Dopo il biennio 2018-2019 di variazioni marginali, in concomitanza con il rallentamento della crescita dell'economia nazionale, il calo tendenziale del superindice nel 2020 risulta anche più deciso, in termini di variazione tendenziale, di quello registrato nel 2009 (-7%): allora i fattori di natura climatica avevano in parte ridimensionato la spinta negativa proveniente dal crollo del PIL e della produzione industriale.
Dalla Figura 2-11 emerge inoltre come il PIL e più ancora la produzione industriale, dopo il lungo periodo di riduzioni costanti fino ai minimi del 2014, abbiano poi mosso su traiettorie di moderata ripresa fino alla prima metà del 2018, per poi ritornare nel successivo anno e mezzo a crescite solo marginali (il PIL) se non addirittura a nuovi cali (la produzione Industriale): a fine 2019 i livelli di PIL e produzione industriale risultavano infatti ancora ben al di sotto dei valori pre-crisi 2009.
La crisi sanitaria ed economica che ha colpito il Pese per il dilagare della pandemia da Covid 19 ha determinato nel 2020 un nuovo e deciso crollo di PIL e produzione industriale paragonabile, in termini di variazione tendenziale, ai cali del 2009. Allora la produzione industriale si ridusse del 19% rispetto all'anno precedente (nel 2020 il calo è dell'11%, si veda oltre), mentre il calo del PIL fu del 5% (inferiore a quello del 2020, -8,9%).
L'andamento della variabile rappresentativa dei prezzi dell'energia (che risulta in aumento in caso di riduzione dei prezzi), dopo il calo del triennio 2010-2012 (-5% medio annuo) e la ripresa negli anni 2014-16 (+3% medio), si è mossa su una traiettoria di decisa riduzione nel biennio 17-18 (-2% medio). Dopo un 2019 di variazione complessivamente marginale, nel corso del 2020 si è invece registrato un nuovo deciso calo dei prezzi, unico elemento che nell'anno ha dato sostegno alla domanda di energia.

Figura 2-10 Superindice ENEA delle variabili guida dei consumi di energia (2005=100, asse dx, var. annua, asse sx)

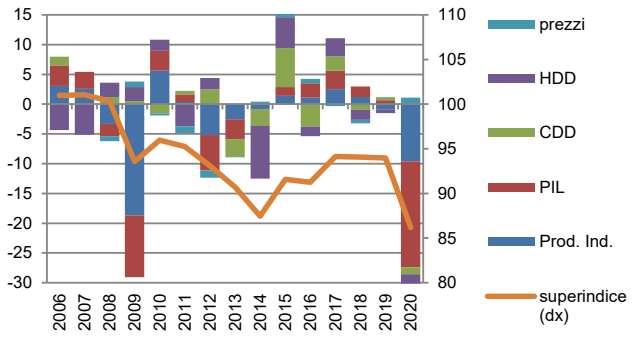
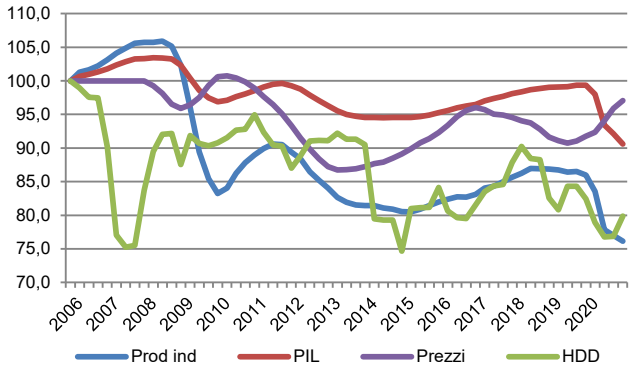


Figura 2-11 - Principali driver della domanda di energia (media mobile 4 termini, 2005=100)



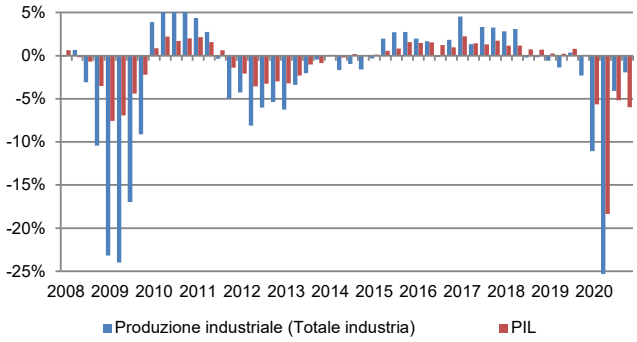
Quadro globale e prospettive di medio periodo

Secondo la nota mensile dell'ISTAT di Gennaio 2021 sull'andamento dell'economia italiana (pubblicata il 9 febbraio 2021), nel 2020 la Cina è stata l'unica tra le principali economie a registrare una crescita del Pil (+2,3%), e le stime FMi prospettano una crescita decisamente più sostenuta per il 2021 (+8%).
Negli Stati Uniti il PIL 2020 è invece in calo del 3,5%, ma sono positive le stime FMi per il 2021 (+5,1%), per il piano di sostegno all'economia annunciato dalla nuova Amministrazione.
La nota aggiunge che *"le prospettive economiche internazionali, sebbene ancora caratterizzate da elevata incertezza, sono in graduale miglioramento, beneficiando anche dell'avvio delle campagne vaccinali in molti paesi"*. Il FMi ha rivisto infatti al rialzo le previsioni del PIL mondiale per il 2020 (+3,5%) e per il 2021 (+5,5%).
Tuttavia, l'indice PMI globale sui nuovi ordinativi all'export, che a dicembre e gennaio è sceso sotto la soglia di espansione, indica un calo della domanda mondiale nei prossimi mesi.
In riferimento all'Europa, il PIL è diminuito nel 2020 del 6,8% e le recenti previsioni del Fmi indicano per il 2021 un recupero parziale (+4,2%).
Secondo le recenti previsioni economiche della Commissione UE, il PIL italiano, crollato meno del previsto nel 2020 (-8,8%), crescerà del 3,4% nel 2021 "*a causa del riporto negativo del quarto trimestre 2020 e la partenza debole di quest'anno. Passo simile nel 2022 (3,5%) sulla base dello slancio guadagnato nella seconda metà dell'anno e della continua ripresa del settore servizi*", ma il PIL *"non tornerà ai livelli del 2019 entro il 2022"*.

Dopo il crollo del II trimestre e il rimbalzo nel III, il PIL italiano nel IV trimestre mostra una nuova contrazione (-1% congiunturale)

Nel corso del 2020 il PIL italiano è stimato in riduzione di circa l'8,8% rispetto ai livelli del 2019 (ISTAT, 2 febbraio 2021); tale risultato è maturato principalmente nel corso della prima metà dell'anno, durante la quale l'economia italiana è diminuita ad un ritmo doppio rispetto alla seconda. La variazione acquisita per il 2021 è +2,3%
La Figura 2-12 mostra come già nel I trimestre il PIL fosse diminuito del 5,6% (var. tendenziale, dati grezzi), per effetto delle prime misure di contenimento alla pandemia adottate nel corso del mese di marzo. Nel II trimestre, pesantemente colpito dal lockdown nazionale, il ridimensionamento delle attività economiche e produttive ha poi portato ad una contrazione del 18%, dieci punti percentuali in più rispetto al -7,6% del I trimestre 2009, il risultato più negativo registrato nella crisi economica di quegli anni.
Con il progressivo allentamento delle misure nei mesi estivi e la ripresa di molte attività produttive, nel terzo trimestre il PIL italiano ha poi fatto registrare un deciso recupero (+16% la variazione congiunturale, per i contributi positivi sia dalla domanda nazionale che dalla componente estera netta), risultando tuttavia ancora in netto calo rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (-5,2%).
Secondo la stima preliminare dell'ISTAT (2 febbraio 2021), nel IV trimestre l'economia italiana ha poi mostrato una nuova contrazione, di circa l'1% rispetto al trimestre precedente, e di oltre il 6% rispetto allo stesso periodo del 2019 (dati destagionalizzati). Su tale risultato hanno evidentemente inciso l'effetto delle misure adottate nei mesi autunnali per il contenimento della seconda ondata pandemica che ha colpito il Paese. La variazione congiunturale è il risultato della diminuzione del valore aggiunto in tutti i principali comparti produttivi e del contributo negativo della domanda, sia della componente nazionale che di quella estera netta. "*La flessione dell'attività economica nel quarto trimestre riflette ancora andamenti eterogenei tra i settori con una caduta più contenuta per la produzione industriale al netto delle costruzioni (-0,8% la variazione congiunturale)*".
In un'ottica di più ampio respiro (Figura 2-12), dopo il lungo periodo di riduzioni negli anni della crisi economica e la progressiva ripresa fino al 2017 (+1,7% rispetto all'anno precedente), già nel 2018 l'economia nazionale mostrava segnali di rallentamento (+0,9%), confermati con il risultato del 2019, solo marginalmente positivo (+0,3%). Il crollo del 2020 porta il PIL al di sotto di oltre l'11% rispetto ai livelli pre crisi del 2008, ed anche rispetto ai minimi del 2013 (-4%).

Figura 2-12 - Evoluzione del PIL e della produzione industriale (var. tendenziale su base trimestrale, %)



Produzione industriale pesantemente colpita dalla pandemia, per il 2020 il calo è del 10,9%, nonostante la ripresa della seconda parte dell'anno

Nel corso del 2020 anche la produzione industriale ha fatto registrare risultati pesantemente negativi, diminuendo del 10,9% rispetto ai livelli del 2019 (-11,4% per i soli beni intermedi, dati grezzi), una riduzione dunque anche più sostenuta rispetto a quella del PIL.
Dopo il risultato negativo del I trimestre, -11% tendenziale (per il dato di marzo, -27%), ed il crollo nel II (-26%, Figura 2-12), il progressivo allentamento delle restrizioni nei mesi estivi aveva portato ad una ripresa dell'attività industriale nel III trimestre, +18% rispetto ai livelli minimi del precedente trimestre, ma comunque in calo rispetto allo stesso periodo 2019 (-4%). La progressiva ripresa è poi proseguita anche nel corso degli ultimi tre mesi dell'anno, in crescita congiunturale di quasi il 7%, ma comunque inferiore rispetto ai livelli dello stesso periodo dell'anno precedente (-1,9%). Tale dato mostra come nel corso della seconda ondata pandemica la produzione industriale sia rimasta su livelli di attività decisamente più elevati rispetto a quanto rilevato nella prima ondata.
In un'ottica di più lungo periodo (Figura 2-13), dopo il quadriennio 2015-18 di crescita di quasi il 2% m.a. la produzione industriale è tornata in territorio negativo già a partire dalla seconda metà del 2018, risultando poi nel 2019 in calo dell'1% (-2,7% la riduzione dei soli beni intermedi). Il nuovo deciso calo del 2020 porta il dato della produzione industriale al di sotto di oltre il 25% rispetto ai livelli pre-crisi (era -16% nel 2019), e al di sotto dei minimi decennali raggiunti nel 2014 (-5%).
Dalla Figura 2-13 emerge anche la decisa riduzione del Valore Aggiunto dei Servizi, in riduzione nei primi nove mesi dell'anno di circa il 10% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Il risultato negativo dell'industria negli ultimi mesi del 2020 ha contribuito solo in misura marginale alla diminuzione del PIL nel quarto trimestre. Il Centro Studi Confindustria evidenzia infatti come si vada *"assistendo a una graduale divaricazione dell'andamento tra industria e servizi, con questi ultimi fortemente penalizzati dalle misure introdotte per contenere la diffusione del contagio da Covid-19*".
Le stime preliminari di Gennaio del CSC indicano per gennaio un incremento congiunturale della produzione industriale dell'1,0% (la variazione acquisita per il I trimestre 2021 è +0,5%), risultato coerente con l'indagine PMI sul manifatturiero (indice a 54,4 da 52,0 di dicembre). Anche l'indagine ISTAT sulla fiducia delle imprese manifatturiere ha mostrato un miglioramento delle valutazioni degli imprenditori sulla situazione attuale. *"A fronte di un miglioramento delle valutazioni sulla situazione attuale nell'industria, gli imprenditori esprimono però forti perplessità sulle prospettive dei prossimi mesi. Le attese su ordini e produzione sono in netto peggioramento rispetto a dicembre e ciò non lascia presagire, per il breve periodo, il consolidamento di una fase espansiva."*

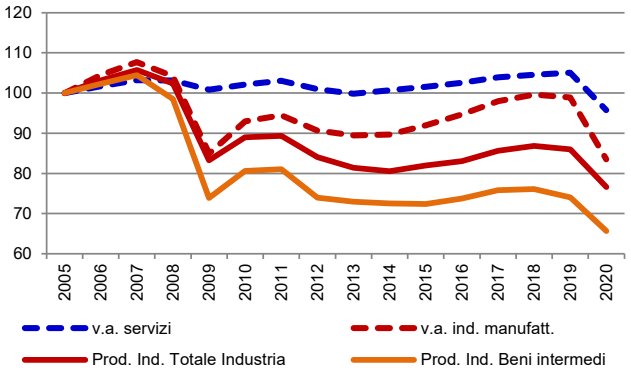



Figura 2-13 - Indice di produzione industriale totale e beni intermedi, valore aggiunto industria manifatturiera e servizi (2005=100)