



CONFINDUSTRIA

# NEWSLETTER ENERGIA & SOSTENIBILITA'



## Sommario

### Approfondimenti ..... 1

1. Il “caro bolletta elettrica” in Italia..... 1
2. Il rischio speculazioni nel mercato ETS ..... 3
3. Il costo della geopolitica nel prezzo del gas naturale ..... 4
4. Domanda elettrica in crescita nel 2020 ma ancora in flessione rispetto al 2019 ..... 6
5. L'intervento del Governo per contenere gli aumenti ..... 6
6. Aumento bollette ultimo trimestre 2021 ..... 7
7. Il “caro bolletta” in Europa..... 8

### Principali novità di settore .....

- Memoria Confindustria Schemi D.Lgs recepimento Direttive 2018-2021 (RED II) e 2019-944 (IEM) .....11
- Posizione Confindustria su revisione Wacc per reti energia .....14
- Posizione Confindustria su riforma della disciplina degli sbilanciamenti.....16
- Posizione Confindustria su sistema di incentivazione ai fini della riduzione dei costi di dispacciamento .....17

### Report Mercati energetici e Ambientali

## Approfondimenti

La recente accelerazione dell'aumento dei prezzi energetici ha portato il Governo e le istituzioni ad adottare provvedimenti di contrasto urgenti. Pur comprendendo le ragioni che hanno giustificato il ricorso alla fiscalità generale riteniamo che non vadano trascurate le ragioni strutturali dell'attuale condizione, che dovranno essere rapidamente affrontate vista la limitata possibilità del nostro Paese di usare la leva fiscale.

Con il pacchetto *Fit for 55%* (i cui contenuti principali sono stati analizzati nello scorso numero) il sistema energetico Europeo sarà sottoposto ad radicale trasformazione mix di produzione, caratterizzato da un rapido incremento delle fonti rinnovabili nei settori elettrico, termico e trasporti. Si tratta di fonti energetiche che presentano una rapida evoluzione tecnologica e per le quali è necessario predisporre un nuovo assetto organizzativo dei mercati, in grado di trasferire ai consumatori i benefici dell'attesa riduzione dei costi di installazione. Osservando la recente dinamica è necessario interrogarsi attentamente sulle cause principali dell'escalation dei prezzi sia sul fronte del mercato interno che sul piano delle cause esogene.

L'accelerazione della domanda di energia negli ultimi mesi è sicuramente un fattore rilevante ma il dato complessivo registra comunque una flessione rispetto al 2019. Sul lato dell'offerta, la produzione termoelettrica si è ridotta di oltre il 13% ma il mercato non riesce ancora a valorizzare il minor costo variabile della produzione da fonti rinnovabili.

Quanto sta accadendo nel mercato del gas naturale, *driver* principale del prezzo del mercato elettrico, evidenzia che non esiste

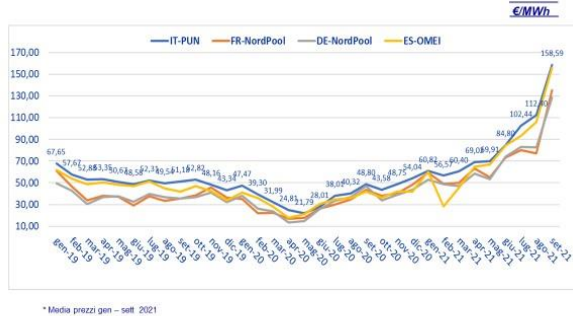
una strategia di lungo termine a livello Europeo e nazionale, nonostante l'ampia capacità infrastrutturale disponibile e il ruolo centrale che la commodity rivestirà nei prossimi 20 anni, secondo gli scenari della Commissione Europea.

Infine, sul fronte delle esternalità ambientali, si registra che il meccanismo di mercato ETS è oggetto di una speculazione finanziaria senza precedenti, conseguenza razionale dell'annuncio della Commissione di una offerta pubblica di quote sempre più scarsa. Forse il Pacchetto può rappresentare l'occasione per sviluppare una necessaria riflessione sull'idoneità del meccanismo *cap and trade* così disegnato, anche in relazione ad altre possibili soluzioni quali ad esempio *carbon tax*.

Nelle parti che seguono ci limitiamo a riportare alcune evidenze empiriche che intendiamo discutere nei prossimi mesi all'interno dei GdL con il nostro sistema. Lo riteniamo un punto di partenza necessario per avviare un percorso di riforma strutturale, senza cedere alla facile tentazione di socializzare i problemi, rinviandoli, attraverso la fiscalità generale.

### 1. Il “caro bolletta elettrica” in Italia

Nella giornata del 29 settembre il PUN supera per la prima volta i 215 €/MWh su base giornaliera (29 settembre), toccando nel mese di settembre i 159 €/MWh allontanandosi dai prezzi spot di Francia (135 €/MWh e Germania 128 €/MWh).

**Confronto borse elettriche europee  
2019 – 2021\***


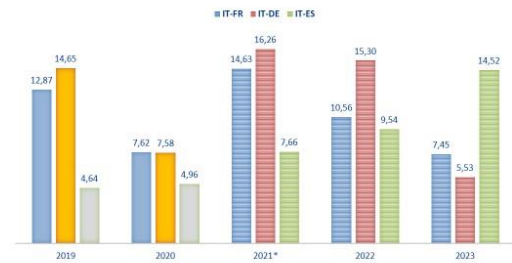
Fonte: elaborazioni Confindustria su dati pubblici EEX, GME, OMEI

Il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso ha recepito gli andamenti dei prezzi del gas e della CO<sub>2</sub>. In base ai dati di preconsuntivo relativi al terzo trimestre 2021, il Prezzo Unico Nazionale per l'elettricità risulta in aumento di circa il 65% rispetto al secondo trimestre 2021 e di circa il 195% rispetto al livello medio del corrispondente trimestre del 2020 (124 €/MWh contro - rispettivamente - 75 €/MWh e 42 €/MWh).

**Confronto prezzi futures elettrico**


Fonte: elaborazioni Confindustria su dati pubblici EEX, GME, OMEI

Le quotazioni futures per novembre e dicembre superano i 202 €/MWh per poi scendere sotto a 197€/MWh nel primo trimestre del 2022 esprimendo quindi per l'intero prossimo inverno un ulteriore potenziale rialzista dei prezzi di quasi 40 €/MWh (+25%) rispetto al livello già record storico di settembre: da notare su queste scadenze anche l'allargamento degli spark spreads attesi, al massimo degli ultimi anni.

**Spread elettrico 2019 – 2023\***


Fonte: elaborazioni Confindustria su dati pubblici EEX, GME, OMEI

In questa settimana le quotazioni forward power sul 2022 salgono verticalmente di circa +15% raggiungendo ancora nuovi record e trascinando anche il 2023: power Ita Cal22 =133,5 €/MWh, Cal23=90,9 €/MWh.

Gli aumenti, a livello internazionale, sono legati al trend di forte crescita delle quotazioni delle principali materie prime energetiche; in particolare, i prezzi europei del gas sono cresciuti di oltre l'80% nel terzo trimestre del 2021 rispetto al secondo, con picchi nei mercati all'ingrosso di oltre 70 €/MWh nella seconda metà di settembre (contro i circa 20 €/MWh di inizio anno).

Prezzi correlati anche al prezzo della CO<sub>2</sub> che, dalla fine del mese di agosto di quest'anno, si è attestato oltre i 60 €/tCO<sub>2</sub>. A titolo di confronto, si pensi che nel mese di settembre del 2020 la CO<sub>2</sub> valeva circa 28 €/tCO<sub>2</sub>. Nel confronto con il secondo trimestre del 2021, il prezzo medio rilevato nel terzo trimestre è risultato in aumento del 13% circa.

Nonostante nel mix di generazione elettrica italiana del 2020, anche per via del calo dei consumi dettato dalla pandemia, le rinnovabili hanno superato il gas naturale, raggiungendo una quota del 45,04% (41,74% nel 2019) - mentre il gas naturale ha invece rappresentato il 42,28% (43,20% nel 2019) -

il **PUN** è infatti ancora correlato in gran parte ai sottostanti della generazione termoelettrica, basati sui segnali di prezzo legati alle componenti variabili delle commodity energetiche fossili (in particolare gas naturale) ed alle quote di emissione del meccanismo ETS.

Tale conformazione del mercato dell'energia a prezzo marginale sta inoltre comportando l'accumularsi di consistenti **extra margini** derivanti dall'aumento dei prezzi dell'energia elettrica da gennaio a settembre per gli **impianti green non incentivati** (ad esempio l'idroelettrico storico) **o incentivati mediante un feed-in premium** (ad esempio il conto energia in favore del fotovoltaico, che riconosce al titolare dell'impianto a fonte rinnovabile una tariffa incentivante a tutta l'energia elettrica prodotta dall'impianto che si aggiunge al prezzo di vendita dell'energia alla rete) e, in misura minore, per gli impianti supportati mediante quote d'obbligo (certificati verdi) in quanto il meccanismo è stato riformato e sostituito da una *feed-in tariff* (GRIN). **Si può stimare che, in particolare, gli impianti idroelettrici non incentivati hanno ottenuto margini incrementali rispetto al livello medio del proprio LCOE in un range variabile fra 700 Mln€ e 1,3 Mld€ nel periodo gennaio-settembre 2021 e, se i prezzi dell'energia si mantenessero sui livelli attuali fino a fine anno (come sembra plausibile considerando l'andamento dei futures del gas naturale), gli extra margini potrebbero arrivare a circa 1,7 Mld€ - 2,5 Mld€ nel 2021.**

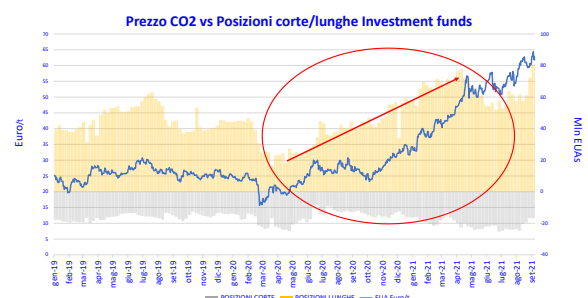
## 2. Il rischio speculazioni nel mercato ETS

Sul fronte della decarbonizzazione, lo scorso 14 luglio la Commissione europea ha presentato il pacchetto climatico *"Fit for*

**55"**, per raggiungere entro il 2030 la riduzione delle emissioni di gas serra di almeno il 55% rispetto al 1990, per poi arrivare alla **"carbon neutrality" entro il 2050.**

Nel corso del terzo trimestre, in attesa dei prossimi sviluppi normativi, **i permessi di emissione di CO<sub>2</sub> hanno evidenziato rialzi di prezzo.** Il mercato ETS è infatti apparso estremamente volatile nell'ultimo periodo, con rialzi in particolare nell'ultimo trimestre (anche se molto più contenuti rispetto al gas naturale) legate alle proposte del suddetto Pacchetto. Come anticipato nel primo paragrafo, **dalla fine del mese di agosto di quest'anno, si è attestato oltre i 60 €/tCO<sub>2</sub>,** un valore raddoppiato rispetto al settembre del 2020.

Diversi soggetti partecipanti al meccanismo ETS hanno richiesto un intervento nel mercato del carbonio per limitare i prezzi o limitare il ruolo degli operatori finanziari, temendo il **rischio di speculazioni.** E' infatti cresciuto molto dall'aprile 2020 il numero dei fondi di investimento registrato nel segmento ETS della borsa futures ICE, fino a raggiungere un valore pari a 7 volte quello dei soggetti obbligati. L'azione di tali fondi di investimento sul mercato ETS può essere osservata confrontando il numero di posizioni lunghe aperte da tali fondi con l'andamento del valore delle quote di CO<sub>2</sub>.



Secondo i resoconti dei media, i **gruppi parlamentari S&D e Verdi chiederanno al**

**Parlamento europeo una risoluzione** durante la prossima plenaria dal 4 al 7 ottobre per **limitare l'aumento dei prezzi dell'ETS**. Le opzioni in discussione sono l'inclusione di limiti o range di prezzo al carbonio, la limitazione della partecipazione di alcuni soggetti finanziari non conformi o addirittura il divieto di negoziare per chi assume comportamenti speculativi.

Anche se adottato dal Parlamento, qualsiasi intervento dovrebbe essere approvato anche dal Consiglio e dalla Commissione. Si prevede che alcuni governi europei (in particolare Repubblica ceca, Spagna e Romania) potrebbero sostenere la mossa all'interno del Consiglio, mentre altri Stati membri (come la Polonia) hanno già in precedenza espresso dubbi sul ruolo della speculazione nel sistema ETS. Sul fronte della Commissione si segnala che il vicepresidente **Frans Timmermans** aveva dichiarato all'inizio di quest'anno la sua **opposizione ad intervenire nel mercato del carbonio**.

D'altronde, già all'inizio di quest'anno si erano poste sul tavolo idee sull'introduzione di limiti di detenzione di EUA che però non avevano guadagnato il supporto necessario. Mentre un'azione a breve termine sembra improbabile, **l'imminente riforma del sistema ETS potrebbe esaminare il ruolo della speculazione finanziaria nella formazione del prezzo delle quote di emissione (EUA) in modo più dettagliato**.

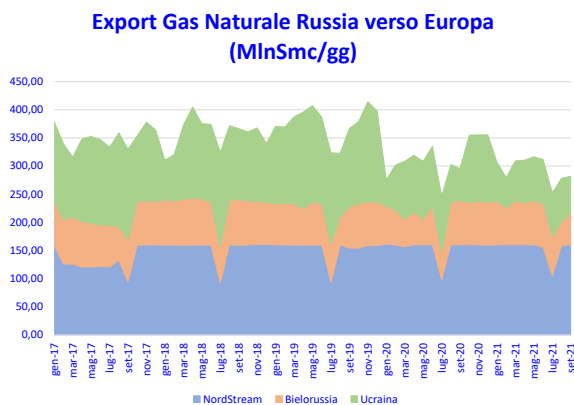
### **3. Il costo della geopolitica nel prezzo del gas naturale**

La crisi di approvvigionamento del gas ha portato il costo dell'energia in Europa a livelli record, incidendo enormemente sui paesi a

forte vocazione industriale minacciando di far deragliare la ripresa economica post pandemia. Secondo l'Agenzia internazionale per l'energia, i prezzi del gas hanno più che triplicato quest'anno e potrebbero continuare a salire nelle prossime settimane. **L'aumento dei prezzi del gas naturale in Europa è in primo luogo dettato dalla mancata corrispondenza fra la ripresa dei consumi, derivante dalla crescita economica post pandemia, e l'andamento delle forniture, che via pipeline dalla Russia sono rimaste in linea con i livelli del 2020** (nettamente inferiori rispetto al 2019) **e via LNG si sono addirittura ridotte, con la crescita del mercato asiatico**. D'altra parte, possono influire su tali dinamiche anche fenomeni di speculazione finanziaria nel contesto globale. A titolo di esempio si segnala che dall'inizio dell'anno il prezzo dei futures sul gas contrattati negli USA è cresciuto di oltre 94%, solo in parte giustificabili dalla chiusura degli impianti a causa di uragani.

In particolare, **il contratto di transito del gas naturale proveniente dalla Russia attraverso l'Ucraina era stato rinegoziato con decorrenza gennaio 2020, per volumi inferiori agli anni precedenti**. Gli effetti della pandemia, che ha dirottato in Europa molti carichi LNG destinati all'Asia, unitamente agli inverni 2019 e 2020 che hanno registrato temperature sopra la media, avevano però sterilizzato tali minori flussi nell'ultimo biennio. Nel 2021 i consumi europei sono tornati a crescere, registrando un aumento sensibile già nel periodo gennaio-aprile a causa del freddo prolungato. **I ridotti flussi dalla Russia sulla rotta ucraina, la manutenzione del campo Troll in Norvegia e la carenza di LNG (in parte attratto dai mercati asiatici ed in parte a carichi ridotti per la chiusura degli impianti degli Stati Uniti a causa di uragani), ha portato quindi una escalation di prezzi mai registrata in**

**passato.** Un gruppo di legislatori di differenti gruppi parlamentari europei ha richiesto alla Commissione Europea di **investigare sul ruolo che stanno rivestendo le ridotte forniture russe da parte di Gazprom** sull'aumento dei prezzi europei, sospettando possibili rischi di manipolazioni dei mercati e di pressioni indirette sulle decisioni politiche dell'UE.



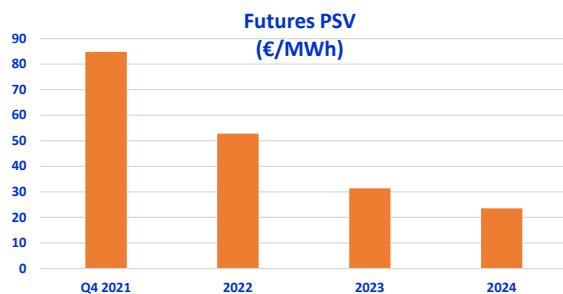
Le recenti azioni dell'esportatore di gas russo hanno infatti sollevato sospetti di uno sforzo deliberato per fare pressioni politiche all'Europa, ed ottenere il via libera per avviare immediatamente il controverso gasdotto Nord Stream 2, sul quale ha già completato la costruzione, ma deve ottenere le approvazioni normative finali dalla Germania e dall'UE per iniziare a utilizzarlo.

Non si intravedono segnali di inversione di tendenza dai massimi storici raggiunti negli hub europei, nonostante qualche tentativo di correzione al ribasso (di breve durata) sulla scia di notizie riguardanti il potenziale aumento dell'offerta (con l'entrata in operatività del gasdotto Nord Stream 2) e il rischio di riduzione della domanda (con la chiusura di importanti stabilimenti industriali). **La domanda europea continua ad essere sostenuta sia dall'esigenza di completare la fase di iniezione negli stoccaggi**, in vista della prossima stagione invernale, **sia dal**

**maggior ricorso alla generazione termoelettrica in alcuni Paesi** (come Germania, Regno Unito e Spagna) **a compensazione della minore produzione da fonti rinnovabili** (eolico, in particolare) rispetto allo scorso anno.

**Sul versante internazionale, alla concorrenza della domanda asiatica di GNL si è aggiunta più recentemente anche quella brasiliana** a causa di un inverno particolarmente secco che ha ridotto la produzione idroelettrica. **Confrontando la curva futures del mercato olandese (TTF) di marzo con quella di settembre si nota un aumento sostanziale nei prossimi 18 mesi.** Gli operatori di mercato ritengono che in larga parte l'aumento dei prezzi sia legato allo stato degli **stoccaggi europei, che chiuderanno la stagione di riempimento con circa 15 Mld Smc in meno rispetto all'anno precedente.** Vista anche la carenza di LNG, gli operatori si attendono infatti un possibile *shortage* di gas in caso di inverno intenso.

Nel corso del 2023 i **livelli futures del gas naturale sono in calo rispetto ai livelli attuali ma potrebbero comunque non tornare ai valori registrati prima della crisi.** In particolare, i *futures* del PSV italiano sono pari a 85 €/MWh nell'ultimo quarto del 2021 e almeno fino a gennaio 2022 per poi scendere poco sopra i 40 €/MWh nei primi due quarti del 2022 e chiudere l'annualità con una media di oltre i 50 €/MWh. Il valore medio previsto nel 2023 risulta pari a oltre 30 €/MWh e solo nel 2024 si prevede di tornare ai livelli di circa 20 €/MWh registrati nel 2020.



#### 4. Domanda elettrica in crescita nel 2020 ma ancora in flessione rispetto al 2019

Secondo i dati Terna, **la domanda elettrica del mese di agosto è stata pari a 26,8 TWh (+ 2,7% rispetto ad agosto del 2020 e del 2,4% su agosto 2019)**: si tratta della variazione positiva più consistente considerando l'intero periodo della pandemia. **Il valore dei primi otto mesi del 2021 è in flessione dell'1,5% rispetto all'omologo periodo del 2019.**

**Incrementa la quota di fonti rinnovabili che hanno coperto il 41% della richiesta elettrica mensile, a fronte del 39% di un anno fa e del 37% del 2019.**

Nel dettaglio la domanda di energia elettrica è stata soddisfatta per circa l'86% con produzione nazionale e per la quota restante (14%) dal saldo dell'energia scambiata con l'estero. In particolare, **la produzione nazionale netta** (23,2 miliardi di kWh) ha registrato una diminuzione del 5,8% rispetto ad agosto 2020. In aumento le seguenti fonti: eolica (+19,4%), idroelettrica (+9,7%) e fotovoltaica (+3,1%). **In flessione quella termica (-13,7%) e geotermica (-1,5%).** Per quanto riguarda il saldo import-export, la variazione è pari a +142,5% per un effetto combinato dell'aumento dell'import (+82,6%) e di una riduzione dell'export (-58%).

#### 5. L'intervento del Governo per contenere gli aumenti

Un intervento, come ha sottolineato il premier Mario Draghi durante l'assemblea di Confindustria svoltasi il 23 settembre u.s., che vale "oltre **3 miliardi di euro** e che fa seguito a quello di 1,2 miliardi avvenuto a giugno e che ha una forte valenza sociale per aiutare i più poveri e i più fragili".

Gli oltre 3 miliardi di euro stanziati dal Governo con il [Decreto-Legge 27 settembre 2021, n. 130](#) ("*Misure urgenti per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico e del gas naturale*"), sono stati destinati al contenimento della bolletta delle famiglie e delle microimprese, allocando 2,5 miliardi di euro all'azzeramento degli oneri generali di sistema per il prossimo trimestre e 500 milioni circa al potenziamento dei bonus. A questo si è aggiunta una riduzione al 5% dell'IVA per le bollette gas.

Come anticipato, **per il quarto trimestre 2021**, che inizierà dal primo ottobre, per domestici e piccole imprese **si azzerano gli oneri di sistema sulla bolletta elettrica**: interessate allo sgravio 6 milioni di piccolissime e piccole imprese (con utenze in bassa tensione fino a 16,5kW) e circa 29 milioni di clienti domestici.

Anche gli altri utenti (cioè i non domestici con potenza maggiore di 16,5 kW) peraltro pagheranno oneri di sistema "alleggeriti", visto che per questi si ripropone l'intervento attuato a giugno per il trimestre che sta per finire.

Si rafforza poi il "**bonus sociale elettrico**" cui hanno diritto oltre 3 milioni di famiglie: nuclei che hanno un Isee inferiore a 8.265 euro annui, Isee sotto ai 20mila euro annui con



almeno 4 figli, percettori di reddito o pensione di cittadinanza o utenti in gravi condizioni di salute che usano apparecchiature elettromedicali. Per chi ha diritto al bonus, spiega il comunicato del CdM, “sono minimizzati gli effetti del futuro aumento della bolletta”.

Anche per il gas, per le circa 2,5 milioni di famiglie che beneficiano del “**bonus gas**” sono “minimizzati” gli effetti del previsto aumento della bolletta nel quarto trimestre 2021, si spiega.

Nello stesso periodo, per **tutti gli utenti** del gas naturale, famiglie e imprese, l'**Iva** (oggi al 10 e al 22% a seconda del consumo) è portata al **5%** e gli **oneri** di sistema sono **azzerati**.

Quanto alle risorse, nel DL si legge che l'azzeramento (temporaneo) degli oneri sulla bolletta elettrica per domestici e piccole imprese viene compensato con il trasferimento alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) di 800 milioni di euro. Per le altre utenze elettriche, per le quali si conferma la riduzione degli oneri già attuata nel terzo trimestre, si stanziavano complessivamente **1,2 miliardi di euro**, di cui 700 milioni di euro dai proventi delle aste CO2 e altri 500 trasferiti alla CSEA. Altri 450 milioni alla CSEA serviranno poi al rafforzamento del bonus sociale, mentre per l'annullamento degli oneri gas sono a disposizione 480 milioni.

## 6. Aumento bollette ultimo trimestre 2021

**Grazie al decreto di urgenza del Governo** che ha stanziato le risorse necessarie, con ciò consentendo di attutire l'impatto su **29 milioni di famiglie e 6 milioni di**

**microimprese, l'Autorità è intervenuta** annullando transitoriamente gli oneri generali di sistema in bolletta e potenziando il bonus sociale alle famiglie in difficoltà,

Per il presidente dell'ARERA, **Stefano Besseghini**: *“siamo in presenza di un ulteriore incremento del costo delle materie prime, più ampio ed imprevedibile del precedente. L'intervento del governo, cui abbiamo fornito il necessario supporto tecnico, ammorbidisce gli effetti in una fase delicata della ripresa per proteggere i consumatori più fragili. Accanto all'attenzione alle famiglie in più grave difficoltà, è ormai evidente l'ampia percentuale di famiglie e imprese che, pur essendo “nella media”, fatica a sopportare la quotidianità. È a maggior ragione necessario un continuo lavoro per sfruttare tutte le opportunità per una riduzione strutturale dei costi energetici”.*

L'Autorità ha conseguentemente potuto confermare la riduzione degli oneri generali di sistema per il trimestre ottobre-dicembre prevista per la generalità dei clienti elettrici, azzerandoli inoltre per i clienti domestici e le piccole attività in bassa tensione.

Anche la bolletta gas, per questo trimestre, sarà meno pesante per la parte relativa agli oneri di sistema, anch'essi fortemente ridotti alla generalità delle utenze, grazie alle risorse straordinarie stanziate.

Come cita il Comunicato stampa dell'Arera: la rilevanza e straordinarietà degli interventi decisi dal Governo per far fronte ad una situazione di prezzi senza precedenti **impongono comunque l'individuazione di interventi strutturali**, già allo studio e a cui l'Autorità è pronta a dare il proprio contributo tecnico, **capaci di fornire strumenti idonei a fronteggiare i cambiamenti in corso nei**

### **mercati dell'energia che, almeno in parte, potrebbero essere non transitori.**

A gennaio l'Autorità, in assenza di ulteriori interventi straordinari, dovrà avviare un percorso di riallineamento del gettito delle componenti Asos e Arim e degli oneri gas, nell'ambito della flessibilità consentita dalla prudenza di gestione dei conti.

## **7. Il “caro bolletta” in Europa**

Come anticipato sul “caro bolletta” l'Italia ha dato il via libera al Decreto Legge "Misure urgenti per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico e del gas naturale" che interviene su oneri, Iva gas e bonus sociali, andando a frenare i rincari pronti a scattare dal 1° ottobre p.v.. Un intervento da 3 miliardi di euro che si aggiunge a quello di 1,2 mld € di giugno volto a scongiurare un aumento delle bollette che potrebbe essere del 40% dell'elettricità e del 30% del gas.

Ma in Europa come stanno intervenendo per una situazione altamente critica che, evidentemente, non riguarda solo l'Italia?

Il vicepresidente della Commissione Ue, responsabile del Green deal, **Frans Timmermans**, è convinto che solo un quinto dell'attuale aumento dei prezzi dell'energia può essere attribuito alla crescita del prezzo della CO<sub>2</sub>, il resto è “semplicemente” una conseguenza delle carenze del mercato.

Per questo ritiene che occorra accelerare la transizione verso le rinnovabili fino a che queste fonti non diventino disponibili per tutti. Del resto nella transizione qualunque misura prenderemo avrà il suo effetto sui prezzi e la politica dovrà assicurare che questo effetto

non ricada sui più vulnerabili, usando gli strumenti politici per assicurare che l'onere sia distribuito equamente attraverso la società. Il rischio maggiore per Timmermans, è che la parte sociale sia opposta alla parte climatica.

Dal canto suo la commissaria europea all'Energia **Kadri Simson** ha parlato di una “cassetta degli attrezzi più strutturata” per aiutare i Paesi membri della UE a valutare e adottare misure di contrasto al caro energia che siano efficaci e in linea con il quadro normativo comunitario.

La soluzione è più energie rinnovabili e più efficienza energetica sostiene sempre la Simson. Occorre porre fine il prima possibile alla nostra dipendenza dai combustibili fossili volatili e stranieri. Questo nel medio termine. Nell'immediato, per fare fronte all'aumento dei prezzi, gli Stati membri possono intervenire con politiche sull'Iva e le accise, misure mirate per i consumatori poveri e vulnerabili dal punto di vista energetico e misure temporanee per le famiglie e le piccole imprese, sostegno diretto ai consumatori. Sono tutte misure pienamente in linea con le norme UE. Le strutture della direzione sono pronte a sostenere tutti gli Stati membri nell'elaborazione delle misure.

Ma oltre alle ambiziose politiche per la decarbonizzazione sull'aumento delle bollette pesano molto i prezzi record del gas in Europa. Come anticipato nel paragrafo relativo al mercato del gas naturale, un gruppo di legislatori di tutti i gruppi politici del Parlamento europeo ha invitato l'Unione europea ad indagare sul ruolo di **Gazprom** per presunte manipolazioni del mercato.

**Gli Stati membri stanno, intanto, ognuno con proprie misure, affrontando il caro bollette.**

**Il governo spagnolo** ha inviato alla Commissione europea un documento per affrontare il caro energia, nell'immediato e nel medio-lungo termine. Preliminarmente e in modo critico Madrid ha sottolineato come, visto che le regole del gioco sono stabilite a livello europeo, anche i rimedi dovrebbero esserlo. Gli Stati membri non dovrebbero essere costretti a improvvisare misure ad hoc ogni volta che i mercati non funzionano correttamente. Abbiamo urgente bisogno di un quadro europeo per reagire immediatamente alle drammatiche impennate dei prezzi, un set di misure flessibili sviluppate dalla Commissione che dovrebbero fornire ai governi diverse opzioni. Occorre cercare di anticipare e prepararci a eventuali ostacoli sulla strada verso la neutralità carbonica. Il governo spagnolo ha sottolineato come l'attuale crisi, possa provocare una reazione contro le politiche di riduzione delle emissioni. Le politiche di riduzione delle emissioni sono state comprese e accettate in Spagna, ma potrebbero non resistere a un periodo prolungato di prezzi dell'elettricità esorbitanti.

In particolare, il Governo spagnolo ritiene necessaria una riforma delle regole del mercato elettrico perché con l'attuale struttura del mercato i consumatori non godono dei vantaggi delle rinnovabili e gli impianti a combustibili fossili fanno ancora il prezzo; servono misure per prevenire la speculazione finanziaria sull'Ets, visto l'impatto che hanno avuto operatori non energetici industriali sui prezzi da un anno a questa parte; infine, l'Europa deve aumentare il proprio potere contrattuale nei confronti dei fornitori di energia, visto che non può ridurre la propria dipendenza nel breve termine. Per questo serve una piattaforma europea centralizzata per l'acquisto di gas naturale.

Le misure proposte dalla Spagna sono volte a mantenere nel 2021 il costo della bolletta elettrica allo stesso livello del 2018, vale a dire circa 600 euro all'anno per il consumatore medio in bassa tensione.

Il pacchetto contiene norme sia temporanee che di carattere strutturale che combinano interventi generali a beneficio di tutti i consumatori e azioni specifiche a favore di soggetti vulnerabili, famiglie e industrie.

Tra le misure temporanee spiccano quelle fiscali. All'azzeramento della tassa del 7% pagata dalle società di generazione alla riduzione dell'Iva sull'elettricità dal 21% al 10% per i consumatori con potenza contrattuale fino a 10 kW, che scadranno a fine anno, si aggiunge adesso la riduzione dal 5,1% allo 0,5% dell'Imposta speciale sull'energia elettrica.

Inoltre, i proventi delle aste Ets a copertura degli oneri di sistema nel 2021 salgono dagli 1,1 miliardi di euro sinora previsti a 2 mld €.

Il Governo ha poi approvato una riduzione temporanea per un periodo di sei mesi dei "profitti eccessivi" di cui le "centrali non emettitrici di CO<sub>2</sub>" (nucleari, idroelettriche e alcuni parchi eolici) stanno beneficiando grazie all'aumento dei prezzi elettrici provocato dal rincaro del gas. Con questa misura saranno recuperati circa 2,6 mld € fino al 31 marzo 2022.

Si tratta di "una misura temporanea e straordinaria decisa per ammortizzare una situazione eccezionale e senza precedenti. Tali misure avranno un impatto immediato sui consumatori, considerando in particolare il minor carico fiscale e un taglio degli oneri del 96% rispetto al livello attuale che permetterà di ridurre la parte regolata della bolletta del

47,2% per le famiglie e del 24,5% per le industrie.

Quanto al gas, per un semestre sarà calmierato il costo della materia prima nel calcolo delle tariffe di ultima istanza per i clienti domestici e le PMI, in modo che l'aumento medio nella prossima revisione trimestrale che scatterà il 1° ottobre sarà del 4,4% invece del previsto 28%. I mancati introiti saranno spostati alle prossime revisioni.

Venendo alle misure strutturali, l'Esecutivo ha introdotto un meccanismo di aste mirato a ridurre il volume di energia che partecipa al mercato all'ingrosso. In pratica, le grandi aziende elettriche dovranno vendere energia in proporzione alla loro quota di mercato agli operatori indipendenti e ai grandi consumatori attraverso contratti di fornitura di almeno un anno.

La **Grecia** invece ha proposto di anticipare i volumi delle aste degli anni successivi al fine di generare entrate per gli Stati membri e al fine di mitigare così l'impatto degli attuali prezzi elevati dell'energia.

Si stima che sarebbero necessari 5-8 miliardi di euro agli Stati membri per mitigare l'impatto degli attuali prezzi dell'energia. Stante gli attuali prezzi della CO2 di circa 60 euro/t ciò si tradurrebbe in 80-130 milioni di quote da caricare anticipatamente dagli anni successivi. Tuttavia, questo si potrebbe tradurre in un impatto ribassista di breve durata sul mercato, a causa dell'offerta aggiuntiva sul mercato. Attualmente si prevede che 381 milioni di quote saranno messe all'asta nel 2022 regolarmente, 389 milioni nel 2023 e 344 milioni nel 2024. Un'equa distribuzione degli 80-145 milioni di quote in questione ridurrebbe i volumi delle aste in questi anni di 27-48 milioni di quote

all'anno – una riduzione del 7-15%, a seconda dell'anno e dell'importo da caricare anticipatamente. Tuttavia, la consegna anticipata delle quote porterebbe nel mercato a lungo termine un impatto complessivo rialzista. Comunque, i tempi sono troppo stretti per pensare che la Commissione europea possa aumentare il volume delle aste a breve termine e che la proposta greca possa essere adottata dagli stati membri e dal parlamento prima dell'inizio di ottobre.

Un ulteriore effetto del caro bolletta si sta avendo nel **Regno Unito** con il fallimento che ha riguardato sinora sei fornitori con un totale di 1,5 milioni di clienti, ma anche in **Francia** dove il colosso della grande distribuzione Leclerc ha deciso di uscire dal retail elettrico francese, dando tempo fino al 15 ottobre ai suoi 100.000 clienti per trovare un nuovo fornitore.

## Principali novità di settore

### Memoria Confindustria Schemi D.Lgs recepimento Direttive 2018-2021 (RED II) e 2019-944 (IEM)

Si riporta di seguito la premessa alla memoria di Confindustria presentata alle Commissioni Parlamentari competenti di Camera e Senato sugli schemi di decreto legislativo recanti attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili e della direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.

Considerando il recente dibattito derivante dal **Pacchetto Fit For 55** presentato in sede europea, Confindustria è convinta che i **Decreti di recepimento delle Direttive RED II e IEM potranno dare un contributo per abilitare la decarbonizzazione e la crescita delle fonti rinnovabili**, non solo nell'ambito del mix di generazione elettrica ma anche sul consumo di energia nel suo complesso.

Le **politiche climatiche europee**, che fanno seguito all'accordo per il clima di Parigi (COP 21), sono le **più ambiziose nel contesto globale** e porteranno ad un radicale cambio di paradigma nella produzione, gestione e utilizzo dell'energia. La **strategia di lungo termine** prevede di raggiungere la cosiddetta **neutralità climatica** (emissioni nette zero) **nei prossimi 30 anni**, attraverso una forte crescita della generazione elettrica da rinnovabili, una diffusione dei green gas e degli *e-fuel*, correlate ad un incremento dell'efficienza degli impianti e ad una trasformazione delle tecnologie a disposizione dei clienti finali.

L'aumento dei target ambientali definito dal **Green Deal** comporterà nel nostro Paese lo sviluppo di **investimenti fino a 650 Mld€ cumulati nei prossimi dieci anni**, di cui circa 30 Mld€ l'anno addizionali rispetto al tendenziale. Ciò senza considerare il **settore dei trasporti** che, da solo, potrebbe necessitare di **oltre 800 Mld€** nel periodo per **il ricambio del parco veicoli**.

**Le imprese italiane sono impegnate da anni nella transizione verso un'economia a basso impatto climatico** ma gli sforzi del sistema industriale italiano, così come di quello europeo nella sua interezza, rischiano di essere vanificati dalle eccessive disparità competitive a cui sono soggette le imprese dell'UE, entrando in concorrenza con operatori economici che non hanno gli stessi vincoli climatici e ambientali. Tale divergenza diventa ancora più evidente se considera la diversa velocità con la quale l'Europa e gli altri Paesi terzi assumono impegni volti ad aumentare l'ambizione sugli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra al 2030. Il forte orientamento dell'UE di diventare il primo continente ad emissioni nette pari zero, infatti, testimonia la divergenza fra il fervore europeo e le **incertezze relative alla reale responsabilità dei suddetti Paesi terzi** ad assumere analoghi obiettivi, aggravando, quindi, la possibilità che la **riallocazione delle emissioni di carbonio** - criticità reale già evidente in molti settori - **comprometta gli sforzi dell'UE per raggiungere la neutralità climatica**. In sintesi, vediamo il rischio concreto che la politica di decarbonizzazione europea possa avere ripercussioni sul sistema industriale e indurre molti settori manifatturieri ad accelerare la delocalizzazione delle attività.

**Manifestiamo, infatti, grande preoccupazione riguardo gli aumenti dei**

**costi delle commodities energetiche, strettamente correlati alle politiche climatiche**, correlati sia all'incremento dei costi per la CO<sub>2</sub> che alla concomitante ripresa economica-industriale, nonché da tensioni geo-politiche. Il **prezzo dell'elettricità ha toccato i massimi storici raggiungendo quasi i 200 €/MWh la scorsa settimana**, sostenuta dai sottostanti prezzi sia del **gas naturale, che in Europa è cresciuto di oltre il 30% tra giugno e agosto e ulteriormente oltre il 70% tra agosto e settembre**, sia delle quote di **emissione nelle Aste CO<sub>2</sub>**, che nel mese di settembre hanno toccato i **60 €/Ton alimentati dalla riforma del sistema ETS**. L'esigenza di **coniugare l'obiettivo di sostenibilità con le esigenze di competitività**, creando **opportunità di sviluppo industriale**, richiede delle linee di intervento lungo diverse direttrici di policy, dal **rafforzamento delle filiere tecnologiche, all'accelerazione burocratica, fino alla promozione degli investimenti**. Si sottolinea come tali azioni siano ancora più importanti in un momento come questo caratterizzato da alti costi delle forniture energetiche.

**Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)** affronta nel dettaglio il tema "rivoluzione verde e transizione ecologica", prevedendo, nell'ambito della "missione 2" sia riforme legislative, sia **progetti di investimento** per una dotazione complessiva, comprensiva anche del fondo complementare, di **69,9 Mld€**. **Strategie energetiche, industriali e climatiche devono essere sviluppate in modo integrato**, attraverso la diffusione di fonti rinnovabili ed efficienza energetica, coinvolgendo tutti i settori dell'economia nell'innovazione e ricerca per nuove soluzioni tecnologiche, e prevedendo al contempo il passaggio verso un **approccio di tipo**

**circolare, basato sull'uso efficiente delle risorse e sul recupero, riciclo e riuso dei prodotti**. L'attuale fase di transizione è l'occasione per **guardare al sistema nel suo complesso**, considerando le interdipendenze ed i livelli di maturazione di tutti i vettori, le tecnologie e le fonti energetiche, sia fossili sia rinnovabili, per raggiungere gli obiettivi di lungo termine nella maniera più efficiente.

**Confindustria accoglie con favore i provvedimenti in esame**, esprimendo un **giudizio complessivamente positivo, evidenziando al contempo alcune criticità** che si auspica possano essere risolte prima della pubblicazione definitiva in Gazzetta Ufficiale. In premessa è opportuno concentrare l'attenzione sulle **modalità e sui tempi di implementazione delle norme**, i quali potrebbero essere disattesi e pregiudicare le finalità stesse della Direttiva Europea 2018/2001, nonché della Direttiva 2019/944. **Desti in particolare preoccupazione un eventuale ritardo nell'emanazione dei numerosi decreti attuativi**, nonché delle delibere ARERA, **previsti dagli schemi di Decreto Legislativo**, ritardo che potrebbe rischiare di determinare un blocco alle iniziative economiche del settore. È auspicabile l'adozione di **processi di consultazione con gli stakeholder interessati** durante le fasi di elaborazione di tali provvedimenti.

Con riferimento allo sviluppo prioritario delle fonti rinnovabili è importante riconoscere il merito da parte del MiTE di aver promosso un percorso di revisione organica **delle procedure autorizzative per gli impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile**, attraverso il Decreto-legge 77/2021. Tuttavia, è necessario sostenere l'iniziativa sfidante del Ministro Cingolani rafforzando il percorso di semplificazione e

promuovendo una visione condivisa con tutte le Regioni ed Enti locali per garantire una piena adesione sostanziale e non solo di facciata agli obiettivi di sviluppo infrastrutturale per raggiungere gli obiettivi del **Piano Nazionale Integrato Energia e Clima** (PNIEC). Saranno pertanto fondamentali il **pieno coinvolgimento degli stakeholder**, il **rispetto dei tempi** e la creazione di un **quadro organico** delle misure, interpolando le novità introdotte e le disposizioni ad oggi vigenti.

Relativamente allo schema di **Decreto Legislativo recante attuazione della direttiva (UE) 2018/2001** del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla **promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili** segnaliamo, tre dimensioni di approfondimento principali: la **dimensione amministrativa**, la **dimensione tecnologica** e la **dimensione competitiva**.

Con riferimento alla **dimensione amministrativa** è chiara la necessità di velocizzare la disciplina autorizzativa, i cui tempi attualmente previsti appaiono eccessivi. In particolare, la **definizione** di Aree Idonee, contestuale all'attribuzione di precisi impegni a ciascuna Regione, deve essere in grado di garantire non solo il **raggiungimento della capacità minima si sviluppo delle FER prevista dal PNIEC**, ma agevolare sia l'installazione di nuovi impianti, sia il repowering degli impianti esistenti anche nell'ottica di integrare gli **attesi aggiornamenti contenuti nella proposta di revisione della direttiva RED II nell'ambito del Pacchetto Fit for 55, attualmente in discussione e che riguardano l'incremento dei target al 2030**.

La **dimensione tecnologica** si riferisce all'utilizzo di nuove fonti e vettori energetici.

Un esempio è riscontrabile nell'ambito della **mobilità sostenibile**, dove riteniamo importante **valorizzare il contributo di tutte le opzioni tecnologiche disponibili** a parità di CO<sub>2</sub> evitate, mediante l'adozione di analisi delle emissioni delle diverse fonti e vettori basate sull'intero ciclo di vita dei combustibili e delle tecnologie di impiego finale. In ambito industriale, al fianco dell'elettrificazione, sottolineiamo l'importanza dei **green gas** e delle relative infrastrutture, in grado di abilitare la transizione anche dei settori considerati **"hard to abate"** per via delle caratteristiche tecnologiche proprie dei processi produttivi.

La **dimensione competitiva** è strettamente correlata al **superamento del concetto di incentivo per ridurre gli oneri sui consumatori**. I regimi di sostegno per gli impianti e le infrastrutture rinnovabili nei prossimi anni dovranno rappresentare forme di stabilizzazione dei ricavi nel lungo periodo, in coordinamento **con l'impegno di risorse del PNRR**.

Riguardo allo schema di **Decreto Legislativo recante attuazione della direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica** è importante prevedere misure idonee a **semplificare la normativa vigente in materia di configurazioni per l'autoconsumo individuale**, anche attraverso **criteri semplici ed univoci**, ad esempio **stabilendo che l'unico requisito per l'autoconsumo sia che l'unità di consumo e l'unità di produzione servita siano entro una certa distanza geografica, senza alcuna ulteriore specificazione ad eccezione dei casi in cui preveda l'assegnazione di un incentivo economico, il cui presupposto deve essere che la produzione di energia**

**avvenga tramite fonte rinnovabile o cogenerativa ad alto rendimento - CAR. ad eccezione dei casi in cui preveda l'assegnazione di un incentivo economico, il cui presupposto deve essere che la produzione di energia avvenga tramite fonte rinnovabile.** Si deve estendere l'ingresso alle comunità energetiche ai consumatori industriali, che possono avere un ruolo abilitante nell'ambito delle strutture di mercato innovative, ed ampliare la fornitura di servizi da parte dal settore industriale.

Con riferimento all'evoluzione complessiva dei mercati dell'energia – incluso lo sviluppo di sistemi di stoccaggio/flessibilità per il sistema elettrico - è necessario prevedere – in ottica di piena neutralità tecnologica e in modo coordinato in entrambi gli schemi di recepimento - una adeguata valorizzazione di tutte le risorse, incluse le soluzioni adottabili dalle realtà industriali e dagli impianti di generazione elettrica a gas naturale, i quali se in assetto cogenerativo, sono caratterizzati da continuità di esercizio. In tali siti, tenuto conto dei benefici ambientali della cogenerazione ad alto rendimento, è da promuovere prioritariamente la realizzazione di investimenti in storage elettrici o, in alternativa, in asset di equivalente contributo alla rete, come ad esempio, sistemi di storage termici che, disaccoppiando le produzioni termiche ed elettriche, riducano le immissioni *must-run* nelle ore di *overgeneration*. Sempre nella logica di sviluppare strumenti efficaci per fornire la flessibilità di sistema imposta da una crescente quota di energie rinnovabili, occorre inoltre prevedere soluzioni basate sull'utilizzo integrato delle infrastrutture gas quali strumenti per il trasporto e la conservazione dell'energia elettrica,

attraverso l'uso di impianti P2G. In questo senso appare necessario promuovere una pianificazione integrata delle infrastrutture energetiche, in grado di ottimizzare lo sforzo finanziario richiesto al Paese.

In conclusione, riteniamo opportuno ribadire la necessità di sviluppare una **visione strategica e integrata** per trasformare la sfida ambientale in un'opportunità di crescita, attraverso una spinta senza precedenti sul piano dell'**innovazione di prodotto e di processo** che riguarda non solo il sistema industriale ed energetico ma anche i settori delle costruzioni, dei trasporti, della logistica e delle infrastrutture. Si tratta di un approccio multisetoriale necessario per **assicurare la transizione ecologica e un modello di produzione e consumo** basato su un uso sempre più efficiente delle risorse e in grado di valorizzare al meglio anche il **patrimonio culturale e paesaggistico del nostro Paese, nonché la nostra posizione geopolitica strategica nel mediterraneo.**

Al fine di integrare in modo efficiente le fonti rinnovabili, abilitare la partecipazione attiva della domanda al mercato e adeguare il sistema al nuovo assetto competitivo, **Confindustria presenterà a breve una proposta di riforma organica del mercato elettrico.**

### **Posizione Confindustria su revisione Wacc per reti energia**

Le infrastrutture energetiche sono la piattaforma abilitante della transizione ecologica e richiedono un ciclo di investimenti straordinario per permettere il raggiungimento degli ambiziosi obiettivi europei in tema di energia e clima. Attraverso tali investimenti è peraltro possibile



contribuire in misura rilevante al rilancio dell'economia del Paese, dal momento che il comparto energetico rappresenta sicuramente una filiera strategica anche per le sinergie che è in grado di attivare. Il WACC regolato rappresenta uno dei parametri essenziali al fine di poter attrarre le risorse dei soggetti privati utili alla realizzazione di detti investimenti a fianco dei capitali privati saranno poi dispiegati fondi pubblici: i programmi Next Generation EU e più in generale gli atti di recepimento del Green Deal hanno infatti previsto finanziamenti dei Piani Nazionali di Ripresa e Resilienza fino a 750 mld €, che andranno in parte a sostenere, attraverso meccanismi di accesso agevolato al credito, anche lo sviluppo delle infrastrutture di rete.

Da questo punto di vista riteniamo che la revisione dei criteri per la definizione dei tassi di remunerazione debba tenere in considerazione gli altri strumenti di supporto che saranno dedicati anche allo sviluppo infrastrutturale (tenendo presente che le risorse dedicate al comparto energetico rappresenteranno comunque una quota limitata del totale dei fondi così stanziati), bilanciando opportunamente i diversi mezzi a disposizione degli investitori, per permettere una promozione dello sviluppo delle reti adeguata agli obiettivi di decarbonizzazione e garantire al contempo il pieno rispetto delle esigenze di mantenimento di competitività delle imprese e di contenimento dei costi per i consumatori (in un'ottica di sistema e considerando quindi anche gli effetti dei meccanismi di sostegno che saranno implementati dal PNRR).

In linea generale si ritiene importante che l'ARERA, nell'individuare i nuovi criteri di determinazione e aggiornamento del WACC, tenga presenti alcuni specifici obiettivi, come la stabilità e la certezza del quadro regolatorio,

l'adeguatezza del livello di remunerazione dei servizi regolati (tenuto conto dei differenti profili di rischio dei settori interessati), nonché la tutela degli utenti dei servizi stessi.

In particolare, la garanzia della stabilità e della certezza del quadro regolatorio risulta particolarmente importante se si considera l'eccezionalità del quadro macroeconomico, sia nazionale che internazionale, nel quale sarà condotto il processo di revisione del WACC. Infatti, la crisi economica e finanziaria determinata dall'emergenza epidemiologica da COVID-19, e le misure adottate per il suo contenimento, hanno reso ancora più peculiare un quadro economico già di per se complesso, le cui caratteristiche renderanno difficile effettuare un'adeguata stima dei parametri che rientrano nella formula di calcolo del tasso di remunerazione del capitale investito.

Riteniamo dunque che il documento possa essere, alla luce delle premesse sopra riportate, strutturato con una visione più ambiziosa verso schemi che permettano il massimo trasferimento verso il consumatore dei vantaggi di accesso ai finanziamenti e ai meccanismi di sostegno che saranno implementati dal PNRR e prevedano una verifica ex-post delle decisioni assunte oltre ad uno strumento di correzione in caso di disequilibri.

Pertanto, nel raccomandare all'ARERA di adottare ogni cautela possibile nell'effettuare la revisione di tali parametri, si ricorda inoltre che i WACC così determinati saranno quello di riferimento per tutti gli investimenti infrastrutturali nel settore dell'energia da effettuare nei prossimi anni e conseguentemente tali tassi di remunerazione sarebbe adeguato permettessero di agevolare il raggiungimento dei sempre più sfidanti obiettivi di transizione

energetica oltre che di non deprimere gli importanti investimenti nell'ambito delle iniziative di ripresa dell'economia del Paese.

### **Posizione Confindustria su riforma della disciplina degli sbilanciamenti**

Confindustria accoglie positivamente l'avvio di un processo di consultazione da parte dell'Autorità volto a riformare la disciplina degli sbilanciamenti in attuazione del quadro regolatorio europeo. Si evidenzia, tuttavia, che la revisione della disciplina degli sbilanciamenti è uno dei tasselli del complesso mosaico della riforma organica del mercato elettrico avviato con il DCO 322/2019/R/eel per la definizione del TIDE.

L'evoluzione del mercato elettrico italiano, in vista del raggiungimento degli obiettivi europei di decarbonizzazione contenuti nel pacchetto di misure "Fit for 55", è attualmente in fase di dibattito tra le diverse compagini del Sistema confederale. Confindustria si riserva quindi di fornire successivamente indicazioni più puntuali.

Al di là degli orientamenti e dei principi illustrati nel DCO, ad oggi mancano elementi concreti sulla metodologia di aggregazione delle aree che Terna dovrebbe definire nel 2022 (es. per la contabilizzazione delle diverse movimentazioni su MSD, sui prezzi da utilizzare e sui transiti tra zone) e anche un'analisi, sulla base della metodologia selezionata, sui dati storici che permetterebbero di avere un'idea più chiara degli effetti dell'aggregazione dinamica delle aree di sbilanciamento.

Per i motivi sopra esposti, Confindustria si riserva di fornire un giudizio preciso su quale, tra la proposta di aggregazione dinamica di

aree di prezzo di sbilanciamento (nelle sue due configurazioni) o di aree statiche con perimetro pari alle zone di mercato, sia la soluzione migliore e preferibile per l'evoluzione della disciplina solo a valle di un'analisi di dettaglio su vantaggi/svantaggi di entrambe le opzioni.

Chiediamo inoltre che le informazioni pubblicate da Terna per il *settlement* siano chiare e ben strutturate: ad esempio, Terna dovrebbe far riferimento alle zone di mercato, e non alle macro-zone dinamiche, nell'indicazione del prezzo e del segno di sbilanciamento (se due zone appartengono alla medesima macro-zona dinamica per un dato periodo rilevante avranno il medesimo prezzo di sbilanciamento e segno di sbilanciamento e Terna dovrebbe indicare che tali zone sono state aggregate per il calcolo dei predetti segno e prezzo).

In linea generale, si condivide l'introduzione degli ulteriori corrispettivi introdotti da ARERA per le unità abilitate e non abilitate. In particolare, in caso si implementasse l'aggregazione dinamica per il calcolo del segno e del prezzo di sbilanciamento, si condivide l'estensione del corrispettivo di non arbitraggio macrozonale, così come modificato dall'Autorità al fine di considerare l'eventuale nuovo perimetro di aggregazione, anche alle unità abilitate a partire dall'entrata in vigore della nuova valorizzazione basata sul *single pricing*. Considerando che i costi di eventuali arbitraggi e comportamenti speculativi si rifletterebbero sulla componente *uplift*, si ritiene, inoltre, importante che l'ARERA ne tenga adeguatamente conto nell'ambito del processo di riforma del dispacciamento. Prima di aggiornare la disciplina in materia e di definire le relative tempistiche di go-live, è necessaria un'adeguata fase di studio e analisi sulle due opzioni disponibili per il

calcolo del segno e del prezzo di sbilanciamento: aggregazione dinamica delle aree oppure aree statiche pari alle zone di mercato.

Si ritiene, infine, utile che il Regolatore fornisca un'analisi degli impatti della proposta di riforma della disciplina degli sbilanciamenti sulle altre componenti di costo del servizio di dispacciamento.

### **Posizione Confindustria su sistema di incentivazione ai fini della riduzione dei costi di dispacciamento**

Negli ultimi anni si è registrato un aumento dei costi per l'approvvigionamento di risorse sul MSD e per la remunerazione degli impianti essenziali (di seguito: spesa complessiva sul MSD), riconducibile all'evoluzione del sistema elettrico e al diverso *unit commitment* degli impianti di generazione in esito ai mercati dell'energia. Tutto questo si è tradotto in un incremento dei relativi corrispettivi applicati agli Utenti di dispacciamento in prelievo.

Confindustria accoglie positivamente l'avvio di un processo di revisione dei criteri del meccanismo incentivante *output-based* mirato alla riduzione dei costi del dispacciamento, della mancata produzione eolica e dell'essenzialità, e per l'evoluzione del meccanismo ex. Delibera 699/2018/R/eel già vigente. Tema estremamente importante considerando che gli attuali costi per il dispacciamento, già caratterizzati da un *trend* crescente negli ultimi anni, potranno aumentare a causa della maggiore diffusione delle FRNP nell'ottica del raggiungimento degli obiettivi di transizione energetica al 2030.

Al contempo, si ritiene che l'obiettivo dell'efficientamento dell'attività di dispacciamento, e quindi la riduzione dei suoi costi sul sistema, debba essere raggiunto sia tramite gli interventi di sviluppo eseguiti da Terna, che anche grazie agli sforzi del sistema, garantendo procedure o meccanismi di mercato non discriminatori e trasparenti. I TSO hanno il compito di gestire il sistema elettrico anche facilitando la partecipazione degli operatori al mercato in condizioni di assoluta neutralità. Il mercato e i suoi operatori, se messi nelle corrette condizioni di esprimersi, potrebbero supportare Terna nel raggiungimento dell'obiettivo di efficientare il dispacciamento, anche a condizioni più efficienti di una soluzione regolata. Questo approccio sembra essere peraltro in linea con le disposizioni della direttiva (UE) 2019/944 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, che prevede all'articolo 40 un approvvigionamento *market-based dei* servizi ancillari da parte dei TSO.

Confindustria ritiene che ARERA, nel delineare il nuovo meccanismo di incentivazione oggetto del presente DCO, debba definire in modo chiaro le procedure e gli obblighi in capo al TSO al fine di assicurare l'uso ottimale delle risorse, il funzionamento sicuro ed efficiente del sistema e lo sviluppo del mercato dell'energia elettrica.

Infatti, i meccanismi di incentivazione adottati in passato in Italia e quelli attualmente in vigore in altri Paesi dimostrano che, quando correttamente disegnati, tali schemi generano significativi vantaggi di cui i consumatori finali possono beneficiare attraverso una riduzione degli oneri di dispacciamento inclusi in bolletta. Adottare una nuova regolazione incentivante sulla spesa complessiva sul MSD sembra quindi un passaggio necessario ed atteso da tempo,

anche alla luce delle dinamiche di evoluzione del sistema elettrico, ed un elemento di nuova modernità della regolazione. Del resto, già nel 2017 l'Autorità aveva consultato (ma non implementato) un meccanismo di incentivazione simile, ugualmente basato sulla riduzione dei costi del MSD.

Si ritiene, inoltre, che eventuali meccanismi di incentivo al TSO debbano essere introdotti imponendo in capo ai TSO obblighi di rendicontazione dei risultati, introducendo indicatori pubblici, che siano in grado di rappresentare il buon funzionamento del mercato.

Per quanto riguarda il nuovo meccanismo di incentivazione oggetto della presente consultazione, in generale riteniamo che l'assegnazione di premi/penalità sulla base di un obiettivo di spesa complessivo risulti essere orienti gli interessi di efficienza generali del sistema e quelli del TSO. Tuttavia, è opportuno che l'Autorità determini i *target* di efficienza da assegnare a Terna considerando le diverse variabili che possono influenzare l'andamento dei costi in via indipendente dall'azione di Terna onde evitare di premiare/penalizzare il TSO a prescindere dall'azione che questo conduce.

Per quanto riguarda la metodologia di determinazione dei *target*, riteniamo che l'analisi *what-if* risulti essere lo strumento di riferimento considerato il suo utilizzo negli ultimi anni anche altri fini e per garantire una coerenza generale delle valutazioni. Consideriamo necessario nell'ambito delle simulazioni *what-if* che vengano considerate tutte le variabili (comprese ad.es. entrata in vigore XBID, effetti Piattaforma RR e nuove piattaforme MARI/PICASSO, messa a regime delle UVAM, servizi ancillari forniti dai DSO), che permettano una migliore stima onde

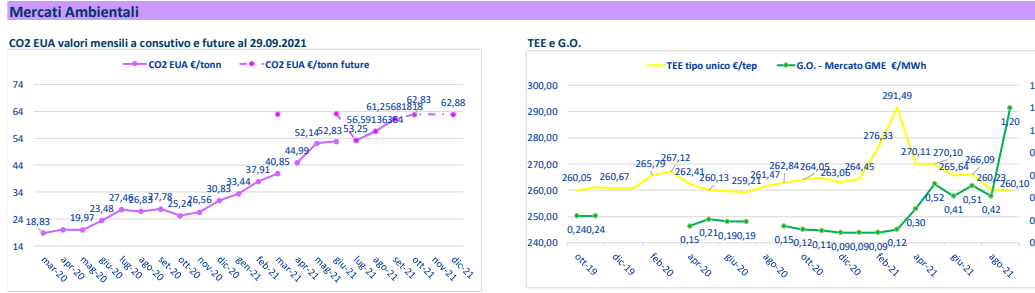
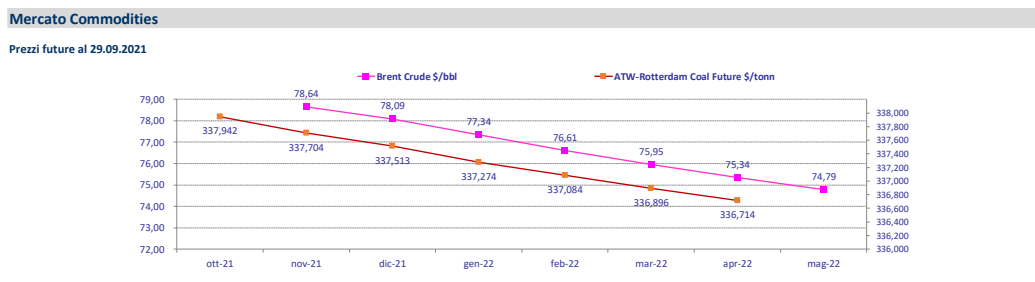
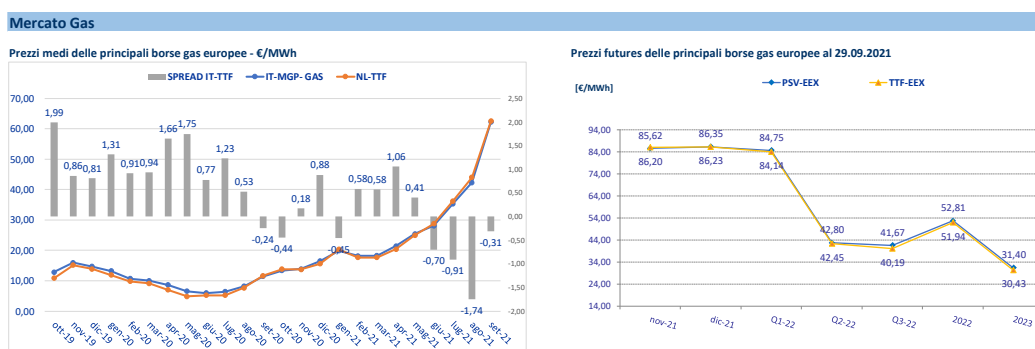
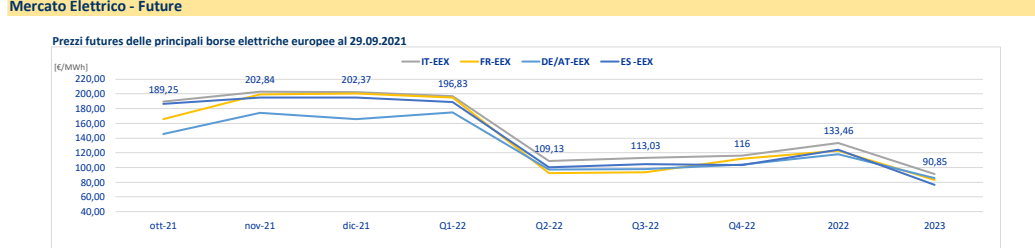
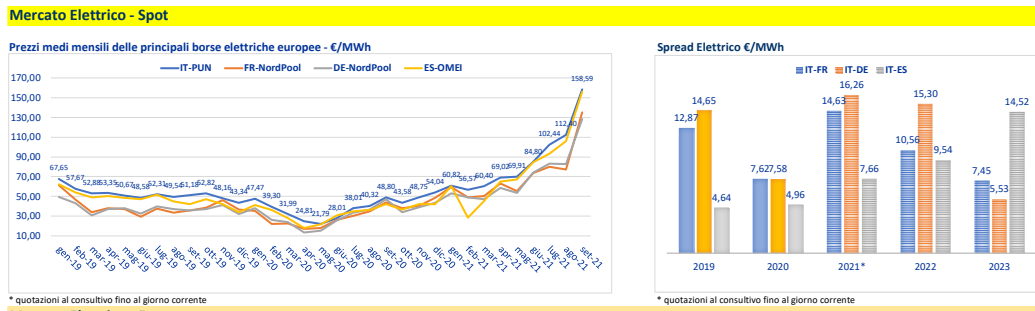
evitare le problematiche di premio/penale ingiustificate su menzionate.

Più in generale, ribadendo un rischio già insito nella Delibera 698/18, il modello proposto deve verificare in modo completo l'efficienza del premio, ovvero garantire che l'insieme di costi sostenuti siano inferiori al beneficio per gli utenti finali. La variabile obiettivo proposta da ARERA deve essere quindi verificabile anche sotto il profilo della sussistenza di un beneficio netto.

In ogni caso, i premi/penalità dovranno essere calcolati non solo sulla performance di riduzione dei costi di dispacciamento, MPE ed essenzialità, ovvero sui benefici generati per il sistema e i clienti finali.

Report Mercati energetici e Ambientali

Monitoraggio Mercati Energetici e Ambientali



Fonte: dati pubblici EEX, Epex, GME, NordPool, OMEI, Powernext, The ICE

Tutti i diritti sono di Confindustria e ad essa riservati. E' vietato pubblicare, riprodurre, memorizzare, trasmettere in forma elettronica o con altri mezzi, creare riassunti e/o estratti, distribuire, commercializzare e/o comunque utilizzare, in tutto o in parte il contenuto, per qualunque finalità. In ogni caso deve essere citata la fonte "Confindustria". Confindustria non è responsabile per eventuali danni derivanti dall'utilizzo del contenuto e non garantisce la completezza, aggiornamento e totale correttezza dello stesso né di quello tratto da fonti esterne.