

A photograph of a dense forest with tall, slender trees. Sunlight filters through the green canopy, creating a bright, hazy atmosphere with visible light rays. The scene is captured from a low angle, looking up at the trees.

01

Mercato elettrico

Nuove opportunità dalla riforma del mercato greco

L'avvio del mercato forward elettrico marca l'inizio di un processo di riforma dei mercati energetici greci. Tramite rilevanti riforme della struttura del mercato domestico e un processo d'integrazione con i mercati limitrofi, la Grecia si propone di divenire un importante hub dell'energia nel Mediterraneo

Gli operatori già attivi o che intendano operare nei mercati energetici greci stanno assistendo a un processo di cambiamento che modificherà radicalmente lo scenario in cui operano.

Una profonda riforma dei mercati è, infatti, prevista per i prossimi mesi, finalizzata all'adozione di una struttura in linea con il *Target Model* europeo, cui si affiancherà il processo di cambiamento nel *mix* della generazione elettrica, che, secondo quanto previsto dal [Piano Integrato Energia e Clima](#) greco, sarà caratterizzato dal *phase-out* delle unità produttive alimentate a lignite entro il 2028 e dall'ingresso di una rilevante quota di nuova capacità da fonti rinnovabili.

La struttura dei mercati dell'energia in Grecia sta attraversando un processo di liberalizzazione e di radicale riforma mirata all'adozione di un *framework* regolatorio e all'implementazione di un'architettura in linea con il *Target Model* europeo.

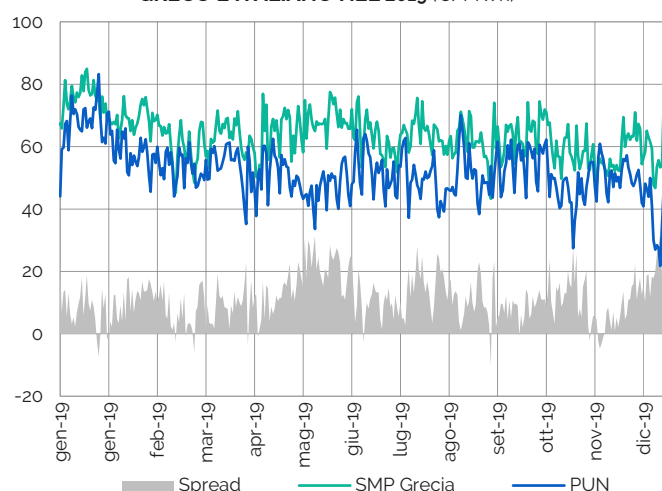
Tale processo prevede la creazione di un nuovo mercato *spot* e di un mercato dei titoli derivati energetici.

Entrambi questi mercati saranno gestiti dall'operatore nazionale del mercato elettrico HenEx¹, attuale gestore del mercato in essere.

IL MERCATO GRECO OGGI: FONTI DI GENERAZIONE, OPERATORI E DINAMICHE

Nell'assetto attuale del mercato *day-ahead* i produttori di energia sono obbligati, secondo un meccanismo di *mandatory pool*, a offrire la propria intera capacità disponibile per il giorno seguente e a presentare un'offerta congiunta per i servizi di regolazione. Il prezzo è definito secondo il meccanismo di *System Marginal Price* (SMP) nelle due *bidding zones* (Nord e Sud), i cui prezzi zionali rimangono strutturalmente allineati, in quanto i transiti tra le zone risultano raramente saturi. Come mostrato in **Figura 1**, il prezzo *day-ahead* greco (SMP) ha registrato nel 2019 un valore medio 63.81 €/MWh, risultando, salvo rare eccezioni, a premio

FIGURA 1. ANDAMENTO DEI PREZZI SUI MGP GRECO E ITALIANO NEL 2019 (€/MWh)



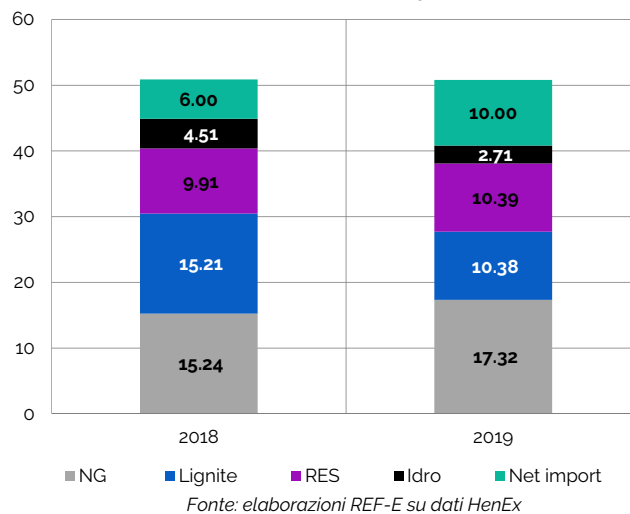
Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME e HenEx

rispetto al prezzo unico italiano, con uno *spread* medio annuo pari a circa 11 €/MWh.

Il fabbisogno annuo totale di circa 50 TWh è stato soddisfatto nel 2019 dalla generazione domestica per 41 TWh e dall'import netto per i rimanenti 10 TWh (6 TWh nel 2018), ovvero il 20% del totale². La quota più rilevante di generazione domestica è stata prodotta dalle unità alimentate a gas naturale, che nel corso dell'anno hanno beneficiato delle riduzioni del prezzo della materia prima e hanno prodotto 17 TWh, aumentando la propria produzione di 2 TWh rispetto al 2018. La generazione a lignite è risultata pari a 10.4 TWh nel 2019, in riduzione di 5 TWh rispetto al 2018. Oltre alla minore competitività *vis-à-vis* la produzione a gas e da altre fonti, la riduzione della generazione a lignite è dovuta anche alla chiusura delle unità di Kardia 1 e Kardia 2 nel corso dell'anno, secondo quanto previsto dal piano di *phase-out* della lignite, che verrà completato nel 2028. La produzione di fonti rinnovabili, la cui capacità complessiva è aumentata di quasi un 1 GW rispetto al 2018, ha raggiunto un ammontare totale pari a circa 10 TWh, in leggero aumento rispetto all'anno precedente, facendo delle RES (eolico, solare e biomasse) la terza fonte più rilevante, con una quota di mercato simile a quella della lignite e dell'import netto (Figura 2).

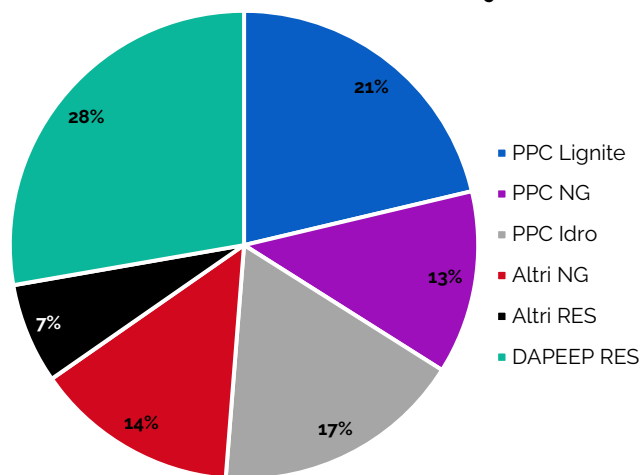
Il mercato del *day-ahead* in essere oggi risulta fortemente concentrato, in ragione del fatto che la generazione da fonti tradizionali è controllata da solo quattro gruppi. Come mostra la **Figura 3**, tra questi spicca il ruolo di PPC³, controllata pubblica, che è il principale operatore nei settori della generazione e vendita del paese. Questa possiede tutte le unità produttive a lignite del Paese (3.9 GW), tutte le grandi unità idroelettriche (3.1 GW) e alcune unità alimentate a gas (2.32 GW), per una capacità complessiva di 9.4 GW (il 51% della capacità nazionale), che le ha permesso nel 2019 di produrre 20 TWh di energia, ovvero il 49%

FIGURA 2. RIPARTIZIONE DELLA GENERAZIONE PER FONTE NEL 2018 E 2019 (TWh)



della produzione totale facendone l'operatore dominante. I principali concorrenti sono Elpedison S.A, Heron S.A. e Mytilinaios Group, che possiedono unità a gas e una quota minore di RES, e DAPEEP, ente pubblico che opera a mercato quale principale aggregatore di RES, controllandone l'80% della capacità complessiva.

FIGURA 3. RIPARTIZIONE DELLA CAPACITÀ DI PRODUZIONE PER GRUPPO NEL 2019 (%)



² La rete greca è interconnessa con i Paesi limitrofi con una capacità netta di transito (NTC) complessiva pari a 1,750 GW in import e 1,816 GW in export. I collegamenti più rilevanti per l'import dai Paesi limitrofi sono rappresentati da Italia e Bulgaria, per ciascuno dei quali l'NTC è pari a 500 MW, seguiti da Nord Macedonia (400MW), Albania (250MW) e Turchia (100 MW).

³ Public Power Corporation S.A.

I NUOVI MERCATI: LE TEMPISTICHE PER L'ATTIVAZIONE E LE IMPLICAZIONI PER GLI OPERATORI

Il 23 marzo 2020 è stato aperto il nuovo mercato dei titoli derivati, segnando la data d'inizio del processo d'implementazione della nuova struttura di mercato. Su questo mercato, PPC ricopre il ruolo di *Market Maker* e in tale veste ha assunto l'obbligo di operare giornalmente sul mercato presentando offerte d'acquisto e vendita per prodotti *future* con diverse scadenze. Dopo tre giorni dall'apertura del mercato, il 26 marzo è stata conclusa la prima transazione, per la vendita di energia con profilo *baseload* per il successivo mese di aprile al prezzo di 40.50 €/MWh.

L'introduzione di questo mercato, con il progressivo aumento della liquidità, permetterà agli operatori di sviluppare nuove strategie di pianificazione e di contenimento del rischio tramite procedure di *hedging*, con conseguente miglioramento della loro operatività e del sistema energetico.

L'apertura del nuovo mercato *spot* è, invece, prevista per il 30 giugno 2020, sebbene il rallentamento dei lavori per la sua preparazione dovuto all'epidemia di Covid-19 che ha colpito il paese faccia presagire una possibile posticipazione a dopo l'estate.

La nuova architettura consisterà in un mercato del giorno prima, di un mercato *intraday* (ID) e di un mercato del bilanciamento, che sostituiranno il mercato in essere oggi. Alle due *bidding zones* esistenti, si aggiungerà quella di Creta: l'isola, infatti, raggiunta da un cavo d'interconnessione con l'area continentale del paese che entrerà in funzione a partire da fine 2020, rappresenterà una nuova area di mercato⁴.

Le maggiori possibilità offerte agli operatori su questi nuovi mercati daranno loro la possibilità di sviluppare nuove strategie di *bidding* che potrebbero permettere di aumentare la remuneratività grazie

alla possibilità di correggere la propria posizione sul mercato ID, che avrà una configurazione ibrida, come quella prevista per il mercato infragiornaliero italiano, con la coesistenza della contrattazione continua (*continuous trading*) e di aste aperte anche ai paesi confinanti (Italia in primis), e grazie a una possibile maggiore profittabilità dei nuovi servizi di bilanciamento, sui quali ADMIE (Independent Power Transmission Operator - IPTO⁵) opererà come controparte.

LE SFIDE PER IL FUTURO: INTEGRAZIONE DEI MERCATI E RUOLO DELLE RES

Oltre alla ristrutturazione del mercato elettrico sono previsti nei prossimi anni ulteriori cambiamenti che potranno rappresentare per gli operatori rilevanti fonti d'opportunità e sfide.

Come delineato nel PNIEC greco, il paese mira a divenire un importante *hub* per l'energia elettrica e per il gas, aumentando le proprie interconnessioni con i paesi limitrofi e l'integrazione con i mercati stranieri. A tale scopo, è prevista per la fine del 2020 l'attivazione del *coupling* dei mercati *day-ahead* dell'energia elettrica con l'Italia e Bulgaria. Per lo stesso periodo, è prevista l'attivazione del *coupling* del mercato *intraday* a negoziazione continua, cui si affiancherà l'apertura delle aste *intraday* sull'interconnessione con l'Italia. L'inizio delle aste *intraday* pan-europee è, invece, previsto per il 2023 ([Newsletter 234](#) e [Newsletter 242](#)).

La maggiore integrazione con i mercati stranieri dovrebbe fungere da volano alla penetrazione delle RES, favorite anche dal meccanismo a contrattazione continua, che permette una rapida ed efficace correzione delle posizioni a mercato.

Il PNIEC stima un rilevante e sfidante processo di crescita della generazione di energia da RES: la generazione netta d'energia da RES dovrebbe, infatti, raddoppiare, passando da circa 11.5 TWh stimati per il 2020 a quasi 30 TWh nel 2030.

⁴ Secondo quanto previsto da ADMIE (IPTO greco) la capacità d'interconnessione ammonta a 150 MW-180 MW. Il cavo, la cui lunghezza ammonta a 174 km, è stato co-finanziato dal governo greco e dall'Unione Europea, cui si è aggiunto un prestito di 365 milioni di euro elargito dall'European Investment Bank.

⁵ ADMIE è stata fondata nel febbraio 2017, quando secondo quanto prescritto nella Direttiva Europea 2009/72/EC, si è proceduto a un'operazione di unbundling finanziario delle operazioni di trasporto dell'energia da quelle di generazione e vendita gestite da PPC. Nel giugno 2017, quest'ultima ha, quindi, ceduto le proprie quote di ADMIE (51% del capitale) alienandone il controllo.

Il ruolo delle RES sarà, infatti, fondamentale nella generazione d'energia che verrà meno con la conclusione del processo di *phase-out* della lignite entro la fine del 2028. Un'altra rilevante opportunità per investimenti in RES sarà rappresentata dalla possibilità d'installazione di nuova capacità associata a sistemi di stoccaggio per reti locali e autoconsumo in particolare nelle aree non-interconnesse, ovvero, in primo luogo sulle numerosissime isole greche, dove l'energia è oggi prodotta da generatori locali, in maggior parte alimentati a diesel.

Un processo simile a quello descritto per il mercato elettrico è previsto anche per il gas. Le riforme avviate sui due mercati perseguono un avvicinamento al disegno europeo che apre prospettive interessanti, anche per l'Italia che è uno dei paesi confinanti. Se le riforme avranno successo e se saranno in grado di stimolare effettivamente una maggiore liquidità del mercato, la Grecia potrebbe candidarsi a divenire un importante *hub* energetico del Mediterraneo.