

NEWSLETTER



n. 247 Ottobre 2020
Anno XXII

Osservatorio
energia

REF4E

Indice

01

ENERGIE RINNOVABILI E CLIMA

La neutralità climatica e gli incentivi allo sviluppo delle rinnovabili in Germania

pag. 05

L'ultima revisione della legge sulle rinnovabili tedesca rende vincolante la neutralità climatica al 2050 per il mix elettrico in Germania, confermando l'obiettivo del 65% per le rinnovabili elettriche entro il 2030. Il principale sistema incentivante resta quello delle aste, dai cui esiti nel 2019 si hanno tuttavia segnali discordanti. La piena allocazione sul solare è infatti incoraggiante, anche se l'inclusione dei progetti di piccola taglia nel meccanismo stabilita dalla revisione potrebbe complicare l'accesso agli incentivi. Per l'eolico l'allocazione soltanto parziale del volume disponibile nelle aste 2019 segnala invece potenziali difficoltà nel raggiungimento dei target al 2030.

02

MERCATO GAS NATURALE

Il nuovo gasdotto TAP è quasi concluso: già avviati i primi studi sulla capacità incrementale

pag. 11

L'infrastruttura di 878 Km che collega il confine greco-turco con il sud Italia ha una capacità iniziale di 10 miliardi di metri cubi annua, già potenzialmente saturata dai contratti di lungo termine siglati nel 2013, espandibile fino a 20 miliardi complessivi. Si prevede che già quest'anno termico il TAP possa importare 2 Gmc e raggiungere la piena operatività nei prossimi due o tre anni. Dai risultati del primo test di mercato non vincolante di luglio 2019 per l'allocazione dell'eventuale capacità incrementale è emerso un significativo interesse nella espansione della capacità, che ha incoraggiato i TSO a indagare le migliori soluzioni tecnico-economiche in preparazione alla fase vincolante prevista per luglio 2021. L'hub TAP potrebbe candidarsi come primo hub del Mediterraneo, soprattutto se sarà messa a disposizione capacità incrementale prenotabile su orizzonti di breve periodo.

03

GARE GAS

Monitoraggio gare gas

pag. 17

04

DATI DI MERCATO E SETTORI INCENTIVATI

Dati di mercato

pag. 20

Dati di settore incentivati e regolati

pag. 21

05

INDICI: ITEC E MAGI

pag. 22

An aerial photograph of a dense, green forest. A winding road with orange-yellow lane markings curves through the trees. The road starts from the bottom left, curves to the right, and then continues towards the top right corner of the image.

01

Energie

rinnovabili e clima

La neutralità climatica e gli incentivi allo sviluppo delle rinnovabili in Germania

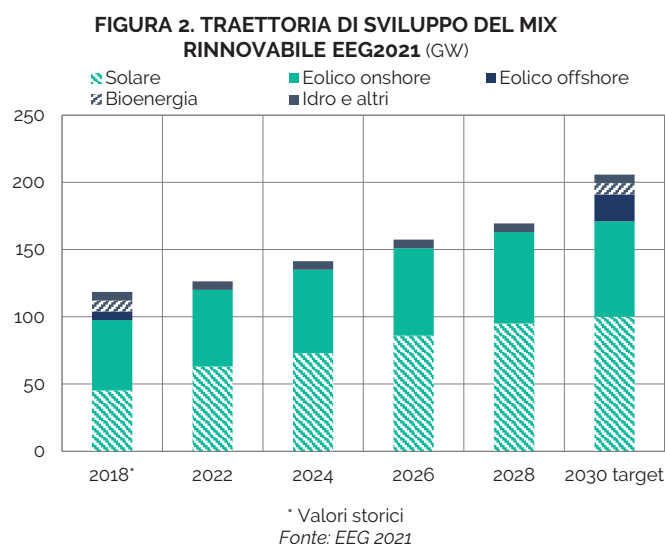
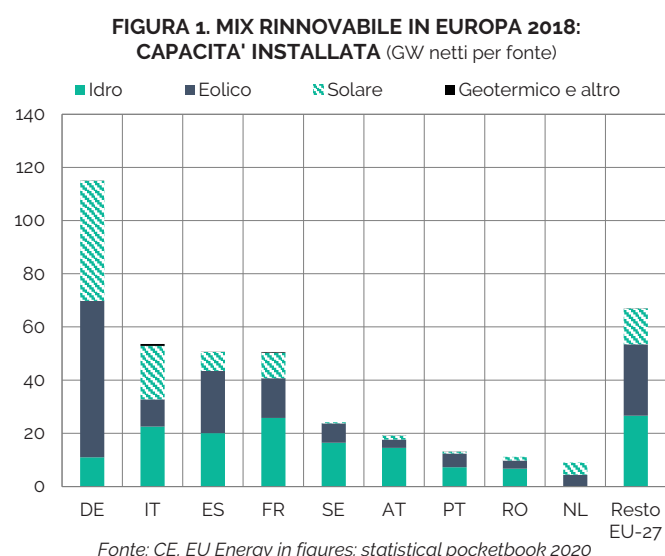
L'ultima revisione della legge sulle rinnovabili tedesca rende vincolante la neutralità climatica al 2050 per il mix elettrico in Germania, confermando l'obiettivo del 65% per le rinnovabili elettriche entro il 2030. Il principale sistema incentivante resta quello delle aste, dai cui esiti nel 2019 si hanno tuttavia segnali discordanti. La piena allocazione sul solare è infatti incoraggiante, anche se l'inclusione dei progetti di piccola taglia nel meccanismo stabilita dalla revisione potrebbe complicare l'accesso agli incentivi. Per l'eolico l'allocazione soltanto parziale del volume disponibile nelle aste 2019 segnala invece potenziali difficoltà nel raggiungimento dei target al 2030.

A 20 anni dall'entrata in vigore della Legge tedesca sulle rinnovabili (*Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG*) e dopo due precedenti revisioni (la prima nel 2014 e la seconda nel 2016), il 23 settembre scorso è stata approvata dal Governo la terza riforma, passata ora nelle mani del Parlamento federale che dovrebbe entrare in vigore dall'inizio del 2021.

Con quest'ultima revisione, la neutralità climatica al 2050 diventa un obiettivo vincolante per il mix elettrico in Germania e si conferma il percorso di sviluppo delle rinnovabili elettriche per raggiungere almeno il 65% del consumo interno di energia elettrica al 2030, come stabilito dal piano nazionale¹.

Nonostante la Germania sia il paese con il parco rinnovabile più importante in Europa (la capacità complessiva supera i 115 GW installati, **Figura 1**), raggiungere l'obiettivo prefisso richiede la realizzazione di nuova capacità produttiva di portata rilevante. L'espansione tracciata dall'EEG prevede un incremento della potenza complessiva di 78 GW nei prossimi 10 anni per raggiungere i 200 GW al 2030 (**Figura 2**), guidata principalmente dallo sviluppo del solare e dell'eolico. Vengono inoltre stabiliti degli obiettivi in termini di energia prodotta: il contributo delle rinnovabili dovrebbe aumentare dai 259 TWh previsti per il 2021 ai 376 TWh nel 2029.

Si prevede che buona parte della capacità addizionale solare ed eolica (per un totale di 50 GW) verrà supportata da incentivi allocati attraverso lo



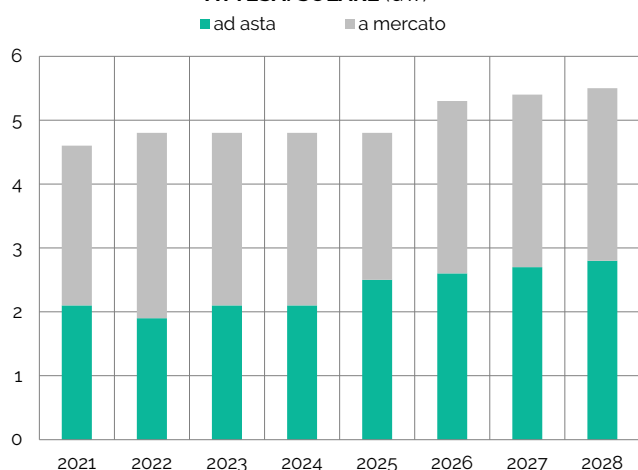
svolgimento di procedure d'asta che si terranno fra il 2021 e il 2028 e che dovrebbero portare al raggiungimento degli obiettivi 2030.

¹ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/de_final_necp_main_en.pdf

Sono previste due categorie di accesso alle aste per i progetti per nuova capacità solare per un totale di 18 GW addizionali (**Figura 3**):

- progetti a terra con un contingente di 2 GW all'anno
- sistemi solari *roof-top* maggiori di 500 kW che dovranno partecipare all'asta; dal 2025 il vincolo di taglia dovrebbe abbassarsi a 100 kW

FIGURA 3. CAPACITA' ADDIZIONALE ANNUA ATTESA: SOLARE (GW)

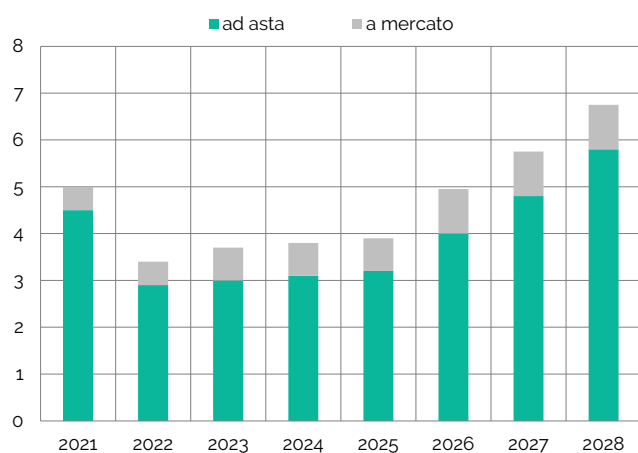


Fonte: elaborazioni REF-E su dati EEG 2021

Per i piccoli fotovoltaici del tipo *roof-top* la soluzione preferita resta invece quella delle tariffe *feed-in*.

Il contingente complessivo per l'eolico *onshore* è stimato pari a 32 GW e già nel 2021 verranno messi ad asta 4.5 GW (**Figura 4**). I dettagli dello sviluppo dell'eolico *offshore* verranno stabiliti con una legge dedicata.

FIGURA 4. CAPACITA' ADDIZIONALE ANNUA ATTESA: EOLICO ONSHORE (GW)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati EEG 2021

Per lo sviluppo dell'eolico e della bioenergia sono previsti *target* zionali con una quota delle aste riservata ai progetti nell'area sud della Germania: il 15% delle quantità accettate nel 2021-2023, che verrà portato al 20% nel 2024 per l'eolico e al 50% per le biomasse dovrà provenire dal sud. L'obiettivo è incentivare lo sviluppo di capacità in quest'area e compensare potenziali sbilanciamenti nel parco di generazione nazionale una volta chiusi gli impianti nucleari nel 2022, con la rete in corso di ripotenziamento.

Il nuovo emendamento dell'EEG 2021 propone una revisione dei valori massimi per le tariffe incentivanti da applicare per ogni tecnologia. La soglia massima discussa per i sistemi fotovoltaici del tipo *roof-top* è di 90 €/MWh, mentre per gli impianti solari a terra la soglia si abbassa fino ai 59 €/MWh, che da gennaio 2022 è prevista essere calcolata in funzione dei risultati delle tre aste precedenti. La tariffa massima per l'eolico *onshore* partirà dai 62 €/MWh nel 2021 per poi ridursi gradualmente nel periodo successivo di un tasso annuo di 2%.

In considerazione dell'imminente revisione al rialzo degli obiettivi ambientali europei al 2030, come proposto dalla Commissione e dal Parlamento Europeo ([Newsletter 246](#)), la legge rinnovabili prevede già la possibilità di aggiustamento dei *target* e dei volumi per le aste nazionali, suggerendo una prima valutazione al riguardo nel 2023.

PHASE-OUT DEGLI INCENTIVI ESISTENTI E EVOLUZIONE DEGLI ONERI DI SISTEMA

Il prossimo decennio sarà segnato dalla progressiva uscita dai primi schemi incentivanti di circa 18 GW di capacità solare e di 26 GW² di impianti eolici. Si tratta della prima ondata di progetti rinnovabili realizzati nel periodo 2000-2010 e rappresentano circa il 38% del totale degli impianti rinnovabili operativi a oggi. L'uscita di buona parte delle turbine eoliche è concentrata nei prossimi 5 anni, mentre l'ammontare di capacità solare senza supporto diretto diventerà rilevante solo verso il 2030.

L'EEG 2021 contiene alcune proposte per la gestione dell'uscita dai suddetti schemi, ma non esiste ancora un piano certo.

² Esclusi i piccoli progetti solari che continueranno a percepire il sussidio fino al 2027.

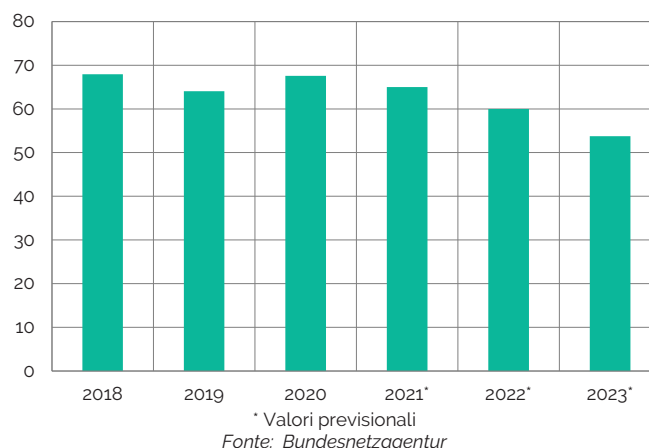
Per gli impianti fotovoltaici di piccola taglia (fino a 100 kW) che terminano la loro convenzione di 20 anni, l'idea è quella di applicare un regime transitorio fino al 2027 che preveda la remunerazione dell'energia prodotta al valore di mercato scontato dei costi di commercializzazione, escludendo però che tali impianti possano fare parte di schemi di autoconsumo.

La proposta per i vecchi impianti eolici è che non beneficino delle condizioni del piccolo solare, ma che nel lungo termine venga comunque loro garantita una priorità di dispacciamento rispetto agli impianti convenzionali che dovrebbe agevolarli nella partecipazione al mercato. Rimane, inoltre, ancora aperta la questione dei finanziamenti alternativi per le vecchie turbine eoliche una volta uscite dagli incentivi. Solo con eccezione del 2021, sono previsti dei pagamenti per gli impianti onshore per contrastare gli effetti negativi della pandemia COVID19 e i ridotti prezzi elettrici.

Il costo delle tariffe incentivanti per lo sviluppo delle fonti rinnovabili a oggi è interamente sostenuto dai consumatori finali tedeschi attraverso la bolletta elettrica e la componente dedicata all'EEG (*EEG-Umlage*³). Fanno eccezione alcuni clienti energivori soggetti a potenziali svantaggi competitivi a livello internazionale, dovuti al costo dell'energia elevato, che possono essere esentati dal pagamento dell'onere. Il costo complessivo degli incentivi alle rinnovabili dipende sia dai livelli del prezzo elettrico che dai volumi di energia rinnovabile prodotti. Nel 2020 l'*EEG-Umlage* è stata stabilita a 67.6 €/MWh (Figura 5).

L'EEG 2021 introduce importanti novità a partire dal 2021 volte a ridurre i costi per i consumatori finali, decidendo che il costo complessivo degli schemi incentivanti verrà parzialmente sostenuto dal budget federale. Il valore dell'*EEG-Umlage* per il 2021 è stabilito a 65 €/MWh⁴, 2.5 €/MWh circa in meno rispetto al 2020, nonostante il deficit del conto EEG atteso per l'anno in corso dovuto a bassa domanda, bassi prezzi elettrici *spot* ed energia rinnovabile in crescita. Il contenimento del potenziale incremento del costo dell'energia è ottenuto attraverso un finanziamento di circa 11

FIGURA 5. COMPONENTE TARIFFARIA A SOSTEGNO DELLO SVILUPPO DELLE RINNOVABILI IN GERMANIA (€/MWh)



miliardi di euro che fa parte delle misure di ripresa post-COVID19. Il deficit del 2020 avrebbe infatti determinato un valore dell'onere 2021 pari a 96.5 €/MWh, +40% rispetto al valore 2020. Sono previsti ulteriori interventi anche negli anni successivi, 2022 e 2023, che dovrebbero riportare l'onere rinnovabile rispettivamente a 60 €/MWh e a 53.8 €/MWh.

PIÙ FLESSIBILITÀ E SVILUPPO MARKET-DRIVEN PER LE RINNOVABILI

Tra le novità introdotte dall'EEG 2021 compare anche la regolazione dell'erogazione delle tariffe incentivanti per le rinnovabili in caso di prezzi negativi. Per evitare effetti distorsivi sul mercato (doppia remunerazione dell'energia incentivata) in Germania vige attualmente la "regola delle 6 ore" che prevede uno stop degli incentivi alle rinnovabili esistenti dopo sei ore consecutive di prezzi *spot* negativi. La regola è molto più stringente per i nuovi impianti sotto l'EEG 2021 che stabilisce l'interruzione degli incentivi dopo soli 15 minuti di prezzi negativi. L'intento del legislatore è di "stimolare" una partecipazione a mercato più flessibile degli operatori rinnovabili attraverso soluzioni innovative, come lo *storage*, o strategie di *hedging*, e di minimizzare il più possibile l'eccesso di produzione durante periodi critici di bassa domanda (fine settimana o festività) e di alta quota di rinnovabili non programmabili.

Sempre allo scopo di promuovere lo sviluppo delle rinnovabili, la nuova EEG prevede per le comunità

³ <https://www.netztransparenz.de/EEG/EEG-Umlagen-Uebersicht>

⁴ https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/EN/2020/20201015_EEGUmlage.html

locali che accettano la realizzazione di impianti eolici sul loro territorio la condivisione di una quota dei ricavi derivanti dal progetto pari 20 €/MWh per un periodo di 20 anni.

L'EEG 2017 E LO SVILUPPO DELLE RINNOVABILI FINO A OGGI

Dopo l'entrata in vigore dell'EEG 2017, che ha rivoluzionato gli schemi incentivanti introducendo i bandi di capacità, lo sviluppo delle rinnovabili elettriche in Germania è stato sostenuto principalmente (circa 80% della nuova capacità RES) dalle procedure ad asta in cui i nuovi progetti competono per aggiudicarsi gli *sliding feed-in premium*. Il livello di remunerazione della futura energia prodotta è determinato con il meccanismo *pay as bid* e l'erogazione avviene per un periodo di 20 anni. Partecipano ad aste quasi tutte le categorie di impianti rinnovabili tranne le installazioni fotovoltaiche di taglia inferiore a 750 kW e le biomasse minori di 150 kW per le quali la tariffa incentivante è fissata per legge.

Nel corso del 2019 in Germania si sono stati emessi 10 bandi per nuova capacità sotto l'EEG 2017, di cui 3 per progetti fotovoltaici e 6 per le turbine *onshore*. Il solare ha esaurito completamente i volumi messi ad asta nel 2019 (1 GW) con una tariffa media nel range di 4.8-6.6 €/c/kWh. Meno incoraggiante si è mostrato l'esito delle aste per l'eolico: dei circa 3.2 GW messi a disposizione dai bandi, sono stati infatti aggiudicati soltanto 1.3 GW di nuova capacità con una tariffa media di 6.2 €/c/kWh (**Figure 6 e 7**).

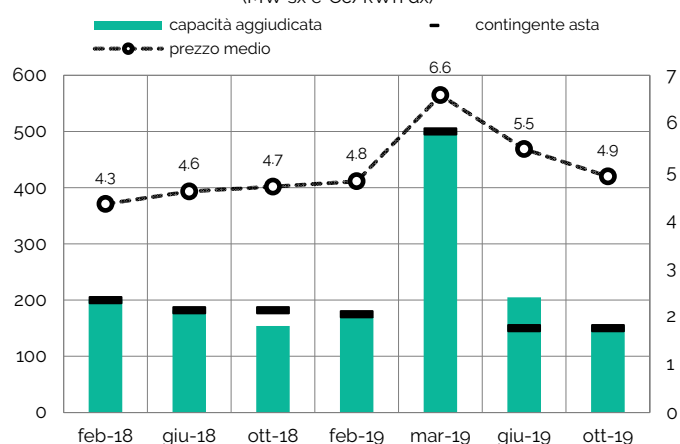
Finora i progetti di eolico offshore hanno avuto due occasioni per accedere agli incentivi, un bando nel 2017 e un altro nel 2018, dove da 3.1 GW di capacità messa a disposizione, sono stati aggiudicati progetti per 2 GW con una tariffa media di 4.5 €/c/kWh. Nessun bando è stato attivato nel 2019 e la prossima asta è attesa per il 2021.

Un ulteriore quota di incentivi è stata messa a disposizione dall'EEG 2017 sotto la forma di asta congiunta solare ed eolico, dove le due tecnologie competono direttamente, per un totale di 0.8 GW di nuova capacità. I primi tre bandi nel periodo 2018-2019 sono riusciti ad allocare quasi la totalità del contingente di capacità e sono stati dominati dai progetti solari con una tariffa incentivante nel range di 4.7-5.7 €/c/kWh.

Mentre i risultati delle aste 2019 sul solare hanno portato alla piena allocazione degli incentivi, l'eolico ha visto allocato soltanto il 40% del volume incentivabile disponibile, deludendo le aspettative create dal buon successo di quelle che si sono tenute nel 2018.

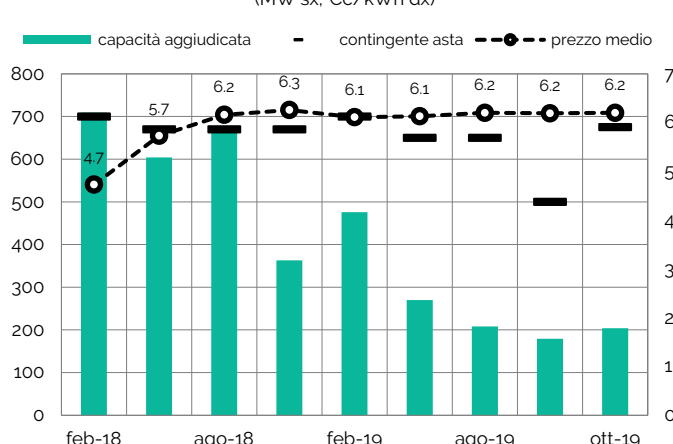
Le nuove disposizioni mantengono il meccanismo delle aste come principale sistema incentivante di supporto allo sviluppo dell'energia rinnovabile per il raggiungimento dell'ambizioso obiettivo del 65% sul consumo interno lordo al 2030, con un'estensione della partecipazione al meccanismo ad attori minori (impianti *roof-top* maggiori di 500 Kw) e un contestuale incremento della capacità incentivabile. Tale incremento è superiore al 100% nel periodo 2021-2028 per il solare rispetto alle

FIGURA 6. ESITI DELLE ASTE FOTOVOLTAICO 2018-2019:
QUANTITÀ E PREZZI MEDI
(MW sx e €/c/kWh dx)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Bundesnetzagentur

FIGURA 7. ESITI DELLE ASTE EOLICO ONSHORE 2018-2019:
QUANTITÀ E PREZZI MEDI
(MW sx, €/c/kWh dx)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Bundesnetzagentur

allocazioni del 2019. Per l'eolico *onshore* si ha invece un incremento superiore al 40% nel 2021, sempre rispetto ai risultati delle aste 2019, e in media del 25% per il periodo 2022-2028.

Le maggiori criticità individuate nella nuova proposta di legge risiedono sia nei risultati delle aste, che in potenziali inefficienze del meccanismo di incentivazione per operatori di piccola taglia. Nel caso in cui i risultati delle aste sull'eolico fossero

analoghi a quelli del 2019 (se quindi le allocazioni si attestassero nell'intorno del 50% del volume in asta) verrebbe infatti a mancare circa un 10% della capacità rinnovabile rispetto al *target* 2030. Il cambiamento della regola di incentivazione e i maggiori adempimenti legati alla partecipazione al meccanismo d'asta potrebbero inoltre essere disincentivanti per i progetti solari di piccola taglia.



02

Mercato

gas naturale

Il nuovo gasdotto TAP è quasi concluso: già avviati i primi studi sulla capacità incrementale

L'infrastruttura di 878 Km che collega il confine greco-turco con il sud Italia ha una capacità iniziale di 10 miliardi di metri cubi annua, già potenzialmente saturata dai contratti di lungo termine siglati nel 2013, espandibile fino a 20 miliardi complessivi. Si prevede che già quest'anno termico il TAP possa importare 2 Gmc e raggiungere la piena operatività nei prossimi due o tre anni. Dai risultati del primo test di mercato non vincolante di luglio 2019 per l'allocazione dell'eventuale capacità incrementale è emerso un significativo interesse nella espansione della capacità, che ha incoraggiato i TSO a indagare le migliori soluzioni tecnico-economiche in preparazione alla fase vincolante prevista per luglio 2021. L'hub TAP potrebbe candidarsi come primo hub del Mediterraneo, soprattutto se sarà messa a disposizione capacità incrementale prenotabile su orizzonti di breve periodo.

Il *Trans Adriatic Pipeline* (TAP) dovrebbe essere operativo entro la fine del 2020. La nuova rotta del gas azeri verso l'Europa consentirà al Corridoio Meridionale del Gas di approvvigionare nuovi mercati energetici ed è una carta fondamentale per la diversificazione dell'offerta delle importazioni italiane che potrebbero diminuire la dipendenza dalla Russia.

TAP: INFRASTRUTTURA E CONTRATTI

Il TAP è l'ultimo tratto del Corridoio Meridionale del Gas, la successione di 3500 Km di gasdotti che collega l'Azerbaijan con l'Europa. Questa infrastruttura nasce nel giacimento *offshore* di Shah Deniz nel Mar Caspio, il cui gas raggiunge il confine turco grazie al *South Caucasus Pipeline* (SCP), attraversando la Georgia. A partire dal punto di interconnessione di Eskişehir, ha inizio

il *Trans-Anatolian Pipeline* (TANAP), che attraversa longitudinalmente la Turchia e si estende fino al confine con la Grecia, da dove ha origine il TAP (**Figura 1**).

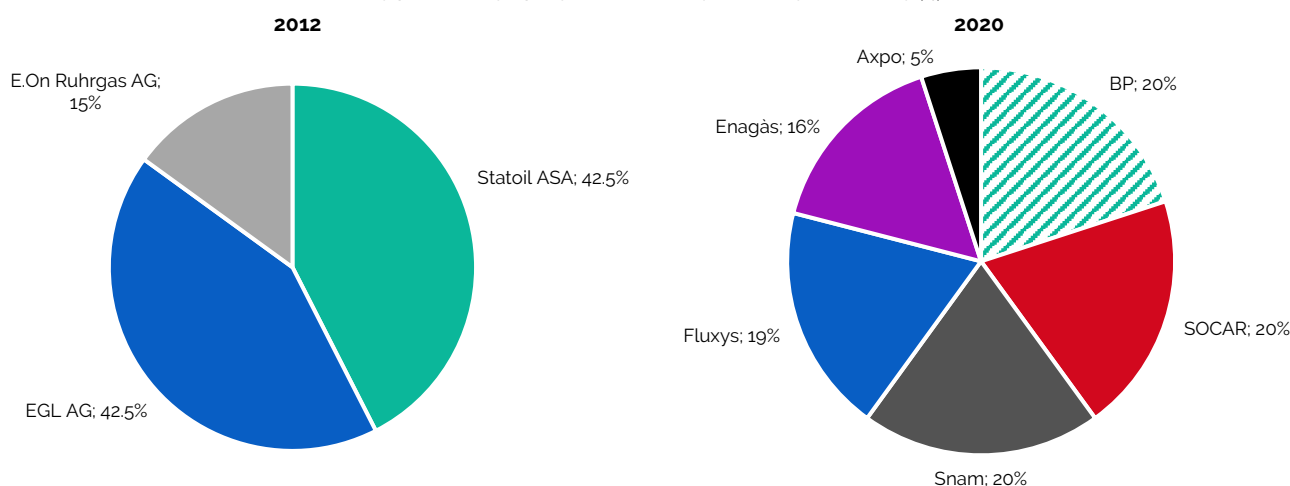
Il gasdotto TAP ha una lunghezza di 878 Km (di cui 773 *onshore*): dall'*entry point* di Kipoi, al confine greco-turco, si sviluppa verso est fino a Fier, in Albania, per poi immergersi nel Mar Adriatico. I 105 Km *offshore* (di cui 25 appartenenti alle acque territoriali italiane) raggiungono la Puglia a San Foca, in provincia di Lecce. Il gasdotto termina infine all'*exit point* di Melendugno. Il gasdotto ha una capacità iniziale di 10 miliardi di metri cubi annua, espandibile fino a 20 miliardi complessivi (in un'eventuale seconda fase del progetto TAP) attraverso l'installazione di stazioni di compressione aggiuntive, oltre a quelle già esistenti a Kipoi (Grecia) e Fier (Albania).

FIGURA 1. IL CORRIDOIO MERIDIONALE DEL GAS



Fonte: TAP AG

FIGURA 2. EVOLUZIONE DELL'AZIONARIATO DI TAP AG (%)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati TAP AG

Il gas che alimenterà il gasdotto viene estratto dal giacimento di Shah Deniz II, espansione del campo di produzione azero di proprietà di BP. L'azionariato di TAP AG, a oggi (**Figura 2**), è composto da un *mix* di TSO, *shipper* e *upstreamer*: BP (20%), SOCAR (20%), Snam S.p.A. (20%), Fluxys (19%), Enagás (16%), e Axpo (5%). Prima dell'inizio della costruzione della *pipeline*, invece, il consorzio era composto da soli tre operatori: Statoil ASA (42,5%), EGL AG (42,5%) ed E.On Ruhrgas AG (15%).

I contratti *take or pay* di lungo termine (25 anni) in grado di saturare la capacità iniziale di 10 Gmc di gas annui sono stati firmati nel 2013 da Azerbaijan Gas Supply Co. (AGSC), che rappresenta gli azionisti

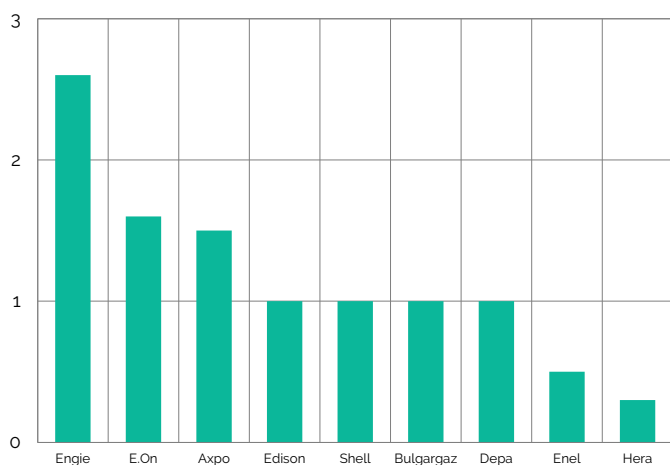
dello Shah Deniz, e un gruppo di nove acquirenti europei: Axpo, Bulgargaz, Depa, Enel, E.On, Naturgy (ex Gas Natural Fenosa), Engie, Hera Trading e Shell. Dei 10 miliardi di gas, 8 sono destinati al mercato italiano, uno a quello bulgaro e uno a quello greco. Nel 2018 l'accordo di Naturgy è stato trasferito a Edison Italia, mentre nel 2019 Shell ha acquistato una parte dei volumi di Engie, ma non ne è nota la quantità (**Figura 3**).

LA RICHIESTA DI ESENZIONE

Nel 2011 la società TAP AG ha presentato un'istanza di esenzione, come previsto dall'articolo 36¹ della [Direttiva 2009/73/CE](#), relativa a norme comuni per il mercato interno del gas. La richiesta prevedeva, sia per la capacità iniziale che per l'eventuale capacità incrementale, l'esenzione dalle tariffe regolate e dall'*unbundling* societario. Per la sola capacità iniziale era stata espressa la richiesta di esenzione dal meccanismo del *Third Party Access*. Le autorità energetiche nazionali italiana, greca e albanese, con il parere favorevole della Commissione Europea, hanno redatto una *Final Joint Opinion*², il documento ufficiale contenente il parere positivo circa le esenzioni richieste con alcune modifiche e limitazioni.

La capacità iniziale di dieci miliardi di metri cubi ha ricevuto l'approvazione per l'esenzione dall'*unbundling* societario come previsto dalla

FIGURA 3. VOLUMI DI GAS ACQUISTATI DAGLI ACQUIRENTI EUROPEI (Gmc/anno)



Fonte: Platts

¹ L'Art.36 della Direttiva 2009/73/CE prevede, per le nuove importanti infrastrutture del sistema del gas, di poter ottenere una deroga, per un periodo di tempo prestabilito, dalle seguenti disposizioni previste dalla Direttiva stessa: separazione tra il sistema di trasporto ed il relativo gestore (Art.9), sistema di accesso ai terzi (Art.32) e accesso allo stoccaggio (Art.33), le tariffe regolate (Art.41).

² [Delibera ARERA 249/2013/R/gas](#).

Direttiva 2009/73/CE (Art.9), dall'accesso a terzi (Art. 32) e dalle tariffe regolate (Art.41).

In relazione all'*unbundling societario*, TAP AG possiede e gestisce il sistema di trasporto. L'esenzione dall'articolo 9.1 della Direttiva sul gas consente agli azionisti di TAP AG di far valere il loro diritto di controllo su TAP AG e gestire i rischi inerenti a questo progetto. TAP AG è stata comunque obbligata a essere qualificata come *Independent Transport Operator* (ITO, Capo IV della Direttiva 2009/73/CE).

L'esenzione dal *Third Party Access* è tuttavia stata concessa per la sola capacità iniziale, a condizione che il gas venisse acquistato nel giacimento di Shah Deniz II. La *Final Joint Opinion* prevede, infatti, che la capacità iniziale fosse attribuita agli azionisti di allora, ma che, contestualmente a tali decisioni, gli azionisti prevedessero già, da un punto di vista legale, che la capacità sarebbe stata trasferita, una volta iniziata la procedura di vendita del gas azeri, agli acquirenti stabiliti dal consorzio dello Shah Deniz. In ogni caso, stando alle disposizioni presenti nella *Final Joint Opinion*, TAP AG ha messo a disposizione del mercato, per tutta la durata dell'esenzione, prodotti a breve termine (di durata fino a un anno) per un volume complessivo pari al 5% della capacità iniziale e che verrebbero offerti tramite asta come la capacità che non gode dell'esenzione.

In relazione all'esenzione delle tariffe regolate per la capacità iniziale, invece, questa è stata concessa a patto che TAP AG definisse in modo trasparente, all'interno di un apposito documento (il *TAP Tariff Code*), le modalità di calcolo delle stesse.

L'eventuale espansione della capacità del TAP non è esente dal meccanismo del *Third Party Access* ed è sottoposta alle regole di mercato previste dal *Capacity Allocation Mechanism* ([Regolamento UE 2017/459](#) del 16 marzo 2017, che istituisce un codice di rete sui meccanismi di assegnazione della capacità nei sistemi di trasporto del gas). La capacità incrementale rimane esente dall'*unbundling societario*.

La *Final Joint Opinion* impone dunque il rispetto della normativa relativa alla capacità incrementale:

l'obbligo di eseguire dei *Market Test* per sondare l'interesse nell'infrastruttura e la redazione di un *Network Code* per la definizione dei meccanismi di allocazione della capacità incrementale, dei prodotti vendibili e delle regole per la gestione delle congestioni, oltre che la presentazione di un *Tariff Code* relativo al calcolo delle tariffe.

I prodotti di capacità dovranno essere offerti secondo un meccanismo d'asta a seguito dei risultati dei *Market Test* e il prezzo di riserva sarà pari alla tariffa TAP (come stabilita nel *TAP Tariff Code*). Gli utenti interessati all'acquisto della capacità incrementale pagheranno il suddetto prezzo sommato al premio risultante dall'asta, che verrà rimesso a disposizione delle Autorità e ridistribuito ai clienti finali.

I MARKET TEST E IL NETWORK CODE PER LA CAPACITÀ INCREMENTALE

L'articolo 26 del Regolamento UE 2017/459 impone ai TSO di avviare una procedura basata sulle valutazioni del mercato in relazione alla necessità di capacità incrementale.

I test di mercato hanno lo scopo di invitare tutti i potenziali utenti dell'infrastruttura a manifestare il proprio interesse ad acquisire nuova capacità prima che abbia luogo l'allocazione della stessa. Durante i *Market Test*, tutte le parti interessate possono richiedere capacità incrementale nel sistema di trasporto di TAP, nonché richiedere la costruzione di nuovi punti di ingresso e/o uscita, oltre all'aumento della capacità tecnica di ingresso già esistente lungo il sistema di trasporto di TAP.

I *Market Test*, finalizzati a sondare regolarmente l'interesse del mercato per la capacità incrementale, devono essere condotti da tutti i TSO almeno ogni due anni. Il primo test in cui è stato coinvolto TAP è quello di luglio 2019, con l'avvio della prima fase (definita *Booking Phase*) svolta in modalità *non-binding*, al fine di non vincolare i partecipanti all'acquisto effettivo della capacità.

La fase vincolante, per la capacità incrementale di lungo termine in *forward* (dalla Grecia verso l'Italia) è prevista a luglio 2021.

Dai risultati della prima *Booking Phase* di luglio 2019³ emerge che gli acquirenti hanno mostrato un interesse nella espansione della capacità del TAP (sebbene si tratti di una domanda non vincolante) già a partire dal Gas Year 2020/2021, seppure limitato. La richiesta massima, invece, riguarda in media gli anni termici dal 2025 fino al 2030.

In relazione alla capacità incrementale continua in *forward*, TAP AG ha ricevuto una domanda non vincolante massima pari a circa 12 Gmc/annui per l'*entry point* di Kipoi (in Grecia) e quasi 9 Gmc/annui per l'*exit point* di Melendugno. Domanda di capacità inferiore è stata invece presentata per gli altri punti di interconnessione⁴.

La domanda non vincolante di alcuni acquirenti è stata condizionata dall'ottenimento dell'autorizzazione per la costruzione di un CCGT e dalla richiesta di specifici prodotti di capacità. Gli acquirenti hanno proposto domande non vincolanti per la capacità in reverse commerciale, ovvero per quella capacità del TAP che andrebbe nella direzione opposta a quella originaria, cioè dall'Italia alla Grecia (circa 4 Gmc/annui al massimo per Snam). TAP AG ha ricevuto anche una richiesta non vincolante per la costruzione di un nuovo punto di *exit* a Korca, in Albania (**Figura 4**).

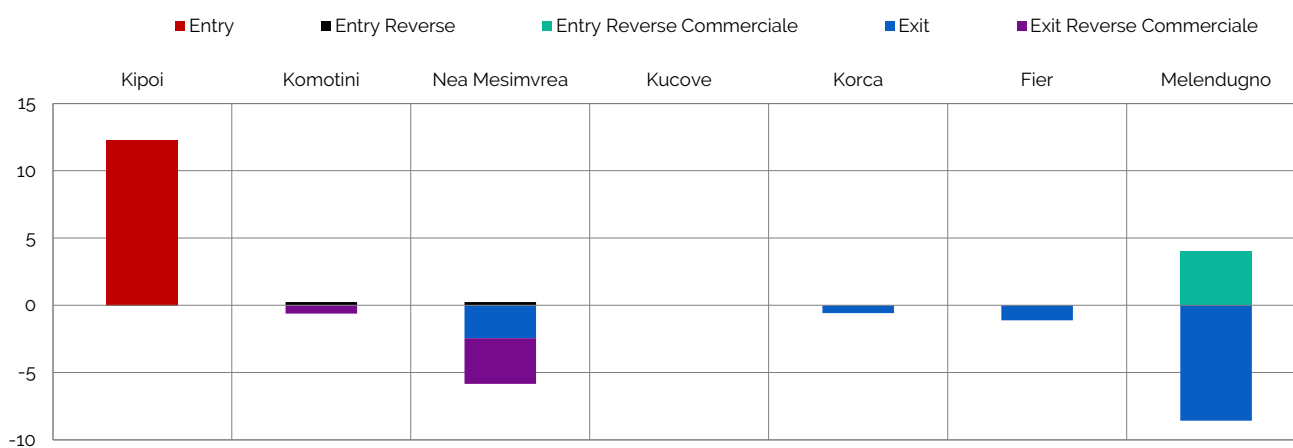
Visti i risultati di interesse positivo ottenuti in questa prima fase *non-binding*, TAP AG unitamente a Snam e Desfa (il TSO greco), ha condotto delle valutazioni tecnico-economiche per l'ampliamento

del gasdotto da 10 a 20 miliardi di metri cubi l'anno. Il suddetto studio è disponibile in consultazione⁵ (come richiesto dall'Art.27 del Regolamento UE 2017/459) al fine di indagare le migliori soluzioni tecniche per soddisfare la richiesta del mercato in previsione della prossima *binding phase* che, come accennato in precedenza, è prevista nel mese di luglio 2021.

All'interno del *Network Code* (redatto secondo i principi del Regolamento UE 2017/459 per l'allocazione della capacità), la Società definisce le regole e le procedure con le quali gli *shippers* possono richiedere la capacità incrementale, come gestirne l'allocazione e le eventuali congestioni, oltre ai prodotti vendibili.

In relazione alla gestione delle possibili congestioni, nel caso in cui un operatore desideri rendere disponibile tutta o una parte della capacità non utilizzata a un punto di interconnessione, il trasportatore offre la capacità liberata come capacità disponibile sul mercato nelle successive procedure d'asta. Per la capacità *long term* incrementale, in particolare, nel caso in cui uno *shipper* sottoutilizzi sistematicamente la propria capacità, ricadrebbe nel regime *Use It Or Lose It* (UIOLI): se l'utilizzo è stato inferiore in media all'80% per due semestri consecutivi e se anche le Autorità energetiche competenti sono d'accordo, il trasportatore ritirerà la suddetta capacità e la metterà all'asta.

FIGURA 4. DOMANDA MASSIMA INCREMENTALE RICEVUTA PER PUNTO DI INTERCONNESSIONE
(Gmc/anno)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati TAP AG

³ Demand assessment report for incremental capacity between Trans Adriatic Pipeline, Snam Rete Gas and DESFA, 21/10/2019.

⁴ Komotini e Nea Mesimvria in Grecia, Kucove e Fier in Albania.

⁵ Incremental Capacity: SRG, TAP and DESFA. Joint Public Consultation of the draft Project Proposal.

A patto che vi sia sufficiente capacità disponibile oltre a quella continua in *forward* di lungo termine (resa disponibile soltanto attraverso i *Market Test*), i prodotti di capacità che vengono offerti dal TAP AG sono: prodotti di capacità continua in *forward* di breve termine (fino a un anno), interrompibile in *forward* (nel caso non sia disponibile quella continua in un determinato punto di interconnessione) e la capacità in *reverse* commerciale ovvero il flusso virtuale nella direzione da ovest verso est del gasdotto. Il *reverse* fisico, invece, è previsto soltanto in situazioni di emergenza.

Il TAP entrerà in funzione nei prossimi mesi: secondo le nostre ipotesi, si prevede che già da questo anno termico possa importare circa 2 Gmc verso l'Italia per poi raggiungere progressivamente la piena operatività nel corso dei prossimi due o tre anni. Sebbene i volumi in gioco siano relativamente bassi, nell'attuale contesto di mercato, che vede alto

afflusso di GNL e difficoltà di approvvigionamento nel Nord Europa, l'avvio di questo gasdotto potrebbe effettivamente impattare sull'equilibrio europeo. Lo *spread* con i mercati del Nord è in contrazione e potrebbe ulteriormente abbassarsi. Ma è soprattutto il mercato dei Balcani, ancora embrionale nei volumi e nell'organizzazione, che potrebbe vedere con questo ingresso la prima effettiva spinta verso un aumento di liquidità e di operatori. L'*hub* TAP (il *Virtual Trading Point* relativo all'area di mercato costituita dal solo gasdotto TAP) potrebbe candidarsi come primo *hub* del Mediterraneo, soprattutto se sarà messa a disposizione capacità incrementale prenotabile su orizzonti di breve periodo, stimolando finalmente la creazione anche di prezzi di riferimento per l'area del Sud Europa. Una opportunità anche per il PSV che potrebbe essere il *trait-d'union* con i mercati dell'Europa Continentale.



03

Gare

gas

Monitoraggio gare gas

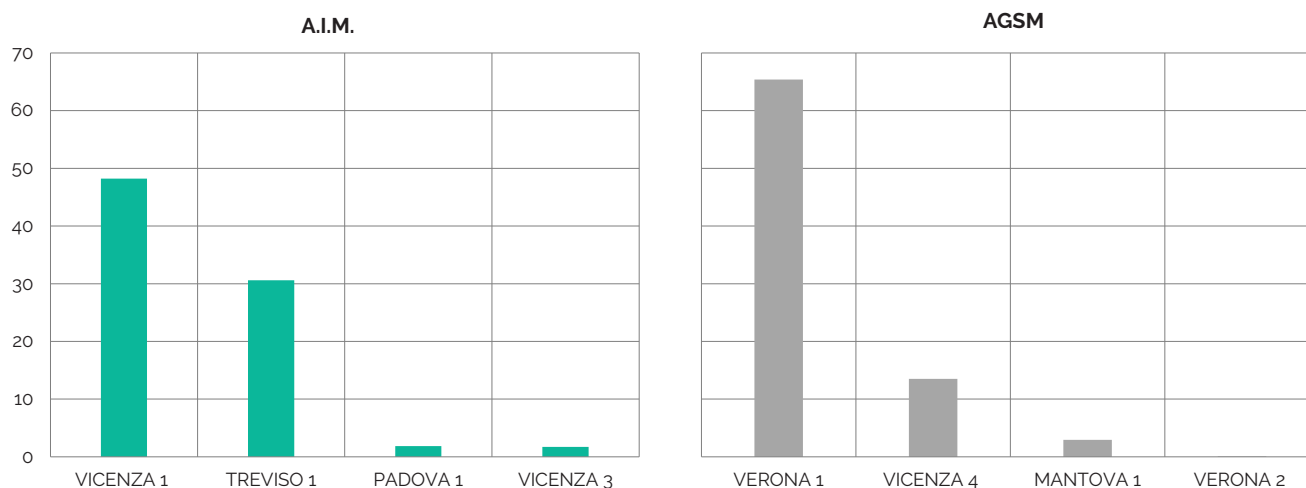
BANDI APERTI

- Con la sentenza del Consiglio di Stato ([01827/2020](#)) che ha rigettato i motivi dei ricorsi presentati sembra finalmente concluso, dopo 5 anni dalla prima pubblicazione del bando (avvenuta a dicembre 2015) il percorso di aggiudicazione di **MILANO 1**. A spuntarla è Unareti (A2A). Il giudice amministrativo, ribaltando la sentenza del TAR, ha infatti giudicato irrilevanti ai fini dell'aggiudicazione i rilievi promossi da 2i Rete Gas che riguardavano aspetti formali minori.
- Contemporaneamente si è invece bloccata l'aggiudicazione di **BELLUNO**. Se infatti il Comune aveva già assegnato la vittoria a Italgas, la stipula del contratto è stata sospesa nell'attesa che si risolva il ricorso presentato da AP Reti Gas sul valore del *VIR* ricevuto.
- Continua invece lo stillicidio dei rimandi. Se infatti al momento non vi sono bandi aperti, le procedure di EOI in scadenza (questo mese sarebbe stata la volta di **BRESCIA 1** - i cui termini sono stati sospesi - **MONZA E BRIANZA 1** e **BERGAMO 2**, rinviate di un anno) vengono costantemente rimandate, e sempre con la stessa motivazione: le stazioni appaltanti in attesa della valutazione da parte ARERA della congruità del *VIR* per i casi in cui è superiore del 10% rispetto alla *RAB*, preferiscono rimandare la prosecuzione delle procedure, pur se tale verifica non sarebbe strettamente vincolante per la prosecuzione delle EOI.

RICORSI

- Il bando per **VENEZIA 1** è stato da tempo revocato, tuttavia la procedura avviata dall'Antitrust per la verifica di condotte abusive da parte di Italgas Reti è andata avanti. Il sospetto avanzato era quello che il gestore avesse approfittato della propria posizione di dominanza (Italgas gestisce 6 dei 9 comuni dell'ATEM che corrispondono al 98% della *RAB*) per ostacolare l'avvio della gara ritardando l'invio delle informazioni necessarie alla stazione appaltante. Recentemente Italgas ha tuttavia presentato l'impegno non solo di fornire prontamente le informazioni sui cespiti e sui valori tariffari dei Comuni gestiti nell'ATEM (queste informazioni dovrebbero essere state inviate entro il 15 ottobre) ma anche di tenere lo stesso comportamento con tutte le altre stazioni appaltanti. In particolare, per le Stazioni che intendono avviare la gara, Italgas si impegna a prevedere un programma che definisce modi e tempi per lo scambio delle informazioni e inviarle nei tempi concordati accompagnandole da una nota metodologica. Italgas gestisce quasi 1600 concessioni ed è presente in quasi tutti gli ATEM (118 su 175 totali). L'impegno assunto, accettato dall'AGCM a chiusura dell'indagine, potrebbe quindi risultare molto positivo per la gestione delle prossime gare..

FIGURA 1. RAB PER ATEM DELLE DUE UTILITIES VENETE (Milioni di euro)



Fonte: stime REF-E

M&A

- Dopo il parere positivo dell'Antitrust, si è concluso l'ingresso di **A2A** nel capitale di Ambiente Energia Brianza S.p.A. (**AEB**). A garanzia della quota pubblica in AEB i comuni potranno mantenere la maggioranza e presidenza del CDA. L'accordo prevede in cambio dell'ingresso, una scissione parziale di A2A che cede ad AEB 79 mila PDR nelle province della Brianza. AEB (attraverso la controllata Reti Più) è già attiva in **COMO 1** e **MONZA E BRIANZA 2**, dove opera anche Unareti. Questo aveva destato le preoccupazioni dell'Antitrust, evidentemente poi superate, anche se il dettaglio su PDR ceduti non è stato reso noto.
- Dopo una lunga gestazione, anche la fusione tra le due *utilities* venete **AGSM Verona** e **AIM** si è alla fine conclusa positivamente. AGSM e AIM hanno dimensioni simili nel settore della distribuzione gas, con *RAB* di circa 82 milioni di euro e 150 mila PDR ciascuna, distribuiti in ATEM diversi.
- **Edison** e **F2i** sono entrati in negoziazione per uno scambio di *asset*: in cambio della cessione della

partecipazione in E2i Energia Speciali, Edison sarebbe pronta a cedere a 2i Rete Gas i suoi *asset* nella distribuzione gas. Edison è attiva in 19 ATEM e serve 68 località, con 150 mila PDR e una *RAB* di circa 120 milioni di euro.

CERTIFICATI BIANCHI

- Dopo che ARERA ([delibera 270/2020/R/efr](#)) ha confermato il *cap* a 250 €/TEE per il contributo tariffario, ma concedendo una componente aggiuntiva che aumenta quanto più il mercato è corto e fino a 10 €/TEE, nell'ambito degli interventi Post-COVID l'anno d'obbligo 2019 è stato prorogato al 30 novembre 2020.

La proroga ha alleggerito leggermente la pressione sui prezzi di mercato, che tuttavia sono rimasti al di sopra del *cap* tariffario. I prezzi dei bilaterali sono invece volatili anche se su livelli mediamente più bassi.

Secondo le stime REF-E il **contributo aggiuntivo** dovrebbe assestarsi indicativamente a **6.6 €/TEE**.

FIGURA 2. PREZZI DEI CERTIFICATI BIANCHI (€/TEE)

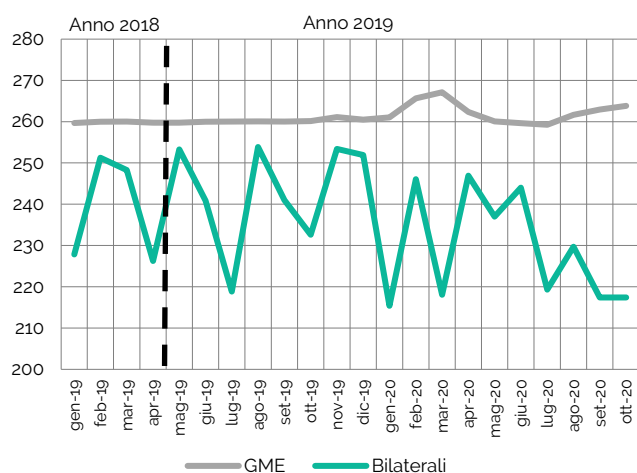
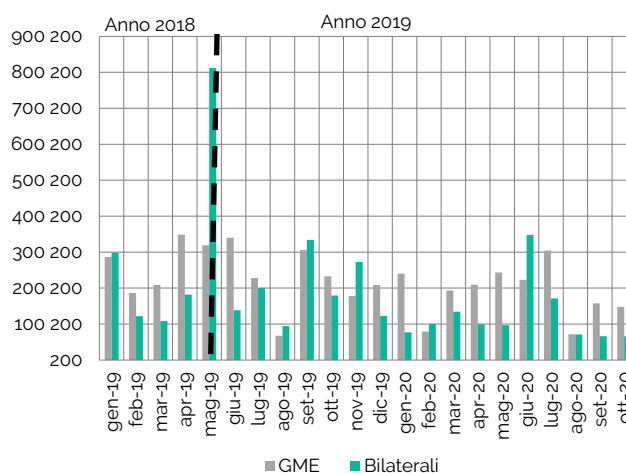


FIGURA 3. QUANTITÀ SCAMBIATE (n. di TEE)



Fonte: REF-E su dati GME



04

**Dati di
mercato**

**e settori
incentivati**

Dati di mercato

ENERGIA ELETTRICA: DOMANDA E OFFERTA CUMULATA

(GWh e variazioni tendenziali)

	AS 2020	AS 2019	Var. %
Domanda	225 144	241 936	-6.9%
Produzione netta	206 413	215 560	-4.2%
- Termoelettrico	129 361	141 233	-8.4%
- Rinnovabili**	77 052	74 327	3.7%
Saldo estero	20 731	27 927	-25.8%

** Idroelettrico, Geotermoelettrico, Eolico e Fotovoltaico

Valori cumulati al 30/09/2020

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE

(Gmc e variazioni tendenziali)

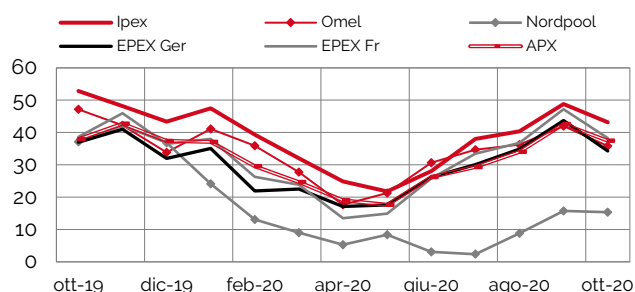
	AS 2020	AS 2019	Var. %	AT 2020	AT 2019	Var. %
Industriale	10.4	11.2	-7.7%	0.7	0.7	0.9%
Termoelettrico	19.0	21.0	-9.4%	1.1	1.3	-18.9%
Distribuzione	21.6	22.9	-5.3%	1.1	0.8	30.1%
Altro	1.4	1.8	-22.1%	0.1	0.1	-40.5%
Totale	52.4	56.9	-7.8%	2.9	3.0	-1.6%

Valori cumulati al 18/10/2020

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA

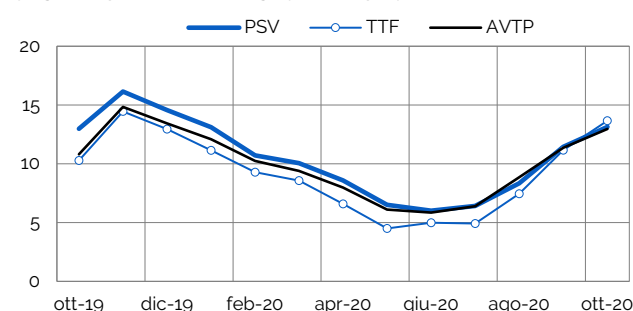
(€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 25/10/2020

Fonte: Borse Europee

GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA

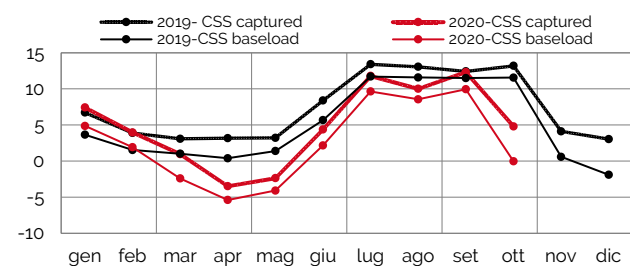


Medie mensili. Ultimo dato al 22/10/2020

Fonte: elaborazione REF-E su dati Thomson Reuters

ENERGIA ELETTRICA: CLEAN SPARK SPREAD IN ITALIA

(€/MWh)



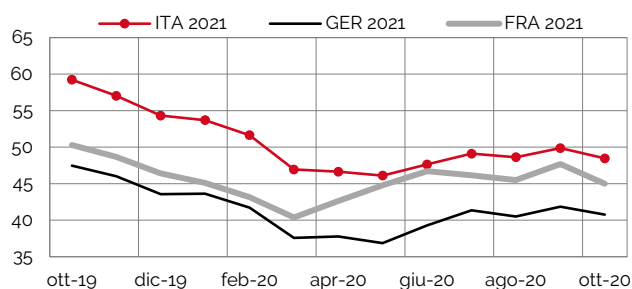
Calcolati su capture prices impianti CCGT, prezzi baseload e prezzi spot (PSV, CO2).

Medie mensili. Ultimo dato al 18/10/2020

Fonte: elaborazioni REF-E

ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI

(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 22/10/2020

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

PREZZO DELLA CO2

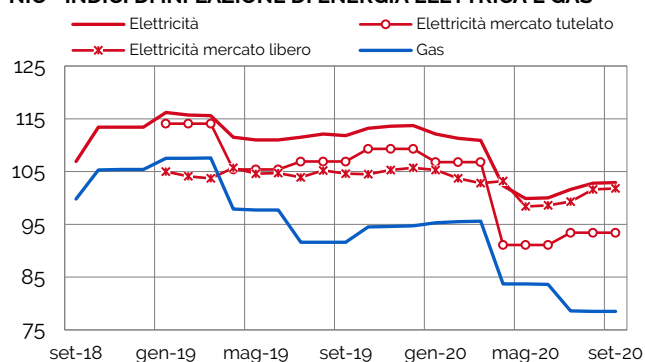
(€/tCO2 eq.)



Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 22/10/2020

Fonte: Reuters su EEX

NIC - INDICI DI INFLAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA E GAS

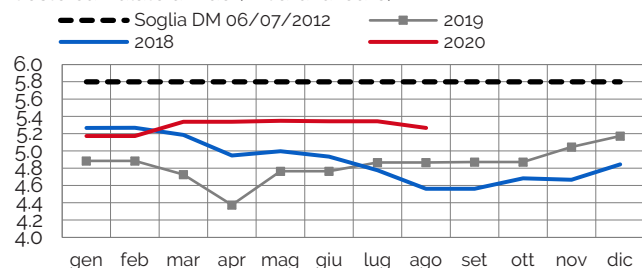


Fonte: elaborazioni REF-E su dati ISTAT

Dati settori incentivati e regolati

CONTATORE GSE RINNOVABILI

Costo cumulado annuo (miliardi di euro)

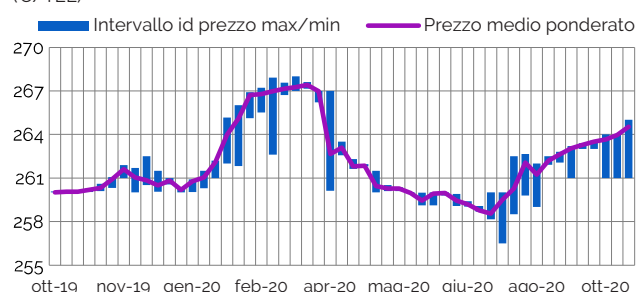


Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico fino al 2019. Aggiunta degli esiti FER1 dal 2020. Ultimo dato 31/08/2020

Fonte: GSE

TEE: PREZZO MASSIMO E MINIMO PER SESSIONE

(€/TEE)

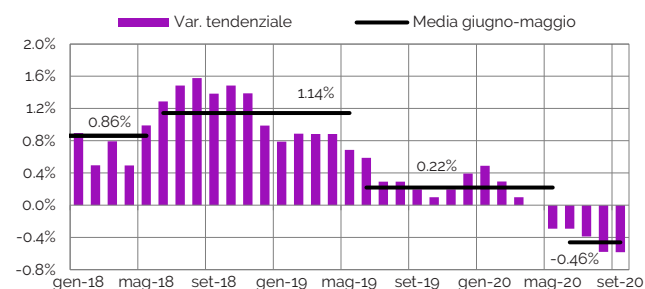


Ultimo dato 20/10/2020

Fonte: GME

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)

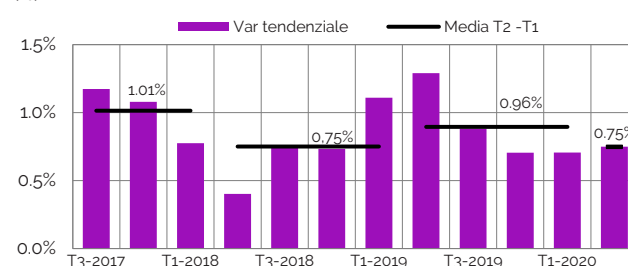


*Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati. Ultimo dato: settembre 2020

Fonte: Istat

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



*Deflatore investimenti fissi lordi

Edizione dati Istat: Agosto 2020

Fonte: Istat

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA

DOMESTICI RESIDENTI (€/cent/kWh)

Componente	IV-19	I-20	II-20	III-20	IV-20
Energia, dispac. e commerc.	9.49	8.99	5.72	6.20	8.55
Costi infrastrutture e UC	3.92	3.91	3.91	3.91	3.91
Oneri generali di sistema	4.70	4.18	4.18	4.18	4.18
Totale - tasse escluse	18.10	17.08	13.81	14.29	16.64

Consumi 2,700 kWh/a e potenza impegnata 3 kW

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA PMI (BTA5)

(€/cent/kWh)

Componente	IV-19	I-20	II-20	DL Rilancio	III-20	DL Rilancio	IV-20
Energia, dispac. e commerc.	8.50	8.46	5.10	5.10	5.59	5.59	6.50
Costi infrastrutture e UC	3.34	3.33	3.33	1.76	3.33	1.76	3.33
Oneri generali di sistema	7.86	7.04	7.04	5.34	7.04	5.34	7.00
Totale - tasse escluse	19.69	18.84	15.48	12.20	15.97	12.68	16.84

Consumi 25,000 kWh/a e potenza impegnata 15 kW

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

GAS NATURALE: PREZZI IN TUTELA DOMESTICI

(€/cent/mc)

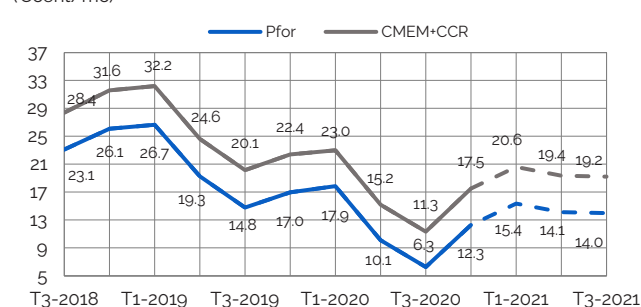
Componente	IV-19	I-20	II-20	III-20	III-20
Approvvig. e vendita	27.51	28.33	20.52	16.68	22.85
Costi di trasporto	4.59	4.99	4.33	4.33	4.33
Costi di distribuzione	9.92	9.31	9.31	9.47	9.17
Oneri generali di sistema	3.39	3.30	3.28	3.28	3.28
Totale - tasse escluse	45.4	45.9	37.4	33.8	39.6

Consumi 1,400 Smc/a

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

GAS NATURALE: APPROVVIGIONAMENTO IN TUTELA

(€/cent/mc)



PCS 38.52 MJ/mc, Previsioni (tratteggiato) su forward al 22/10/2020

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Alba e ARERA



05

Indici

Itec e Magi

L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di ottobre è pari a 32.92 €/MWh, in aumento dell'1.8% sul dato di settembre (32.33 €/MWh). L'andamento al rialzo dell'indice è legato alle variazioni dei prezzi delle *commodities* sottostanti e del tasso di cambio durante il mese di settembre.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di ottobre si attesta a 43.28 €/MWh, in aumento dello 0.8% sul valore consuntivo di settembre (pari a 42.95 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di ottobre si attesta a 48.83 €/MWh, in aumento dell'1.2% rispetto al consuntivo del mese precedente (48.26 €/MWh). Tali andamenti sono legati alle variazioni del valore di mercato dei combustibili registrato negli ultimi mesi, al netto del tasso di cambio €//\$ in calo dello 0.4% durante il mese di settembre.

Il valore *forward* per il mese di novembre dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 22 ottobre, è pari a 33.41 €/MWh, in aumento dell'1.5% rispetto al consuntivo di ottobre. Il valore *forward* per il mese di novembre di **ITEC/REF-E**, aggiornato al 22 ottobre, è pari a 44.96 €/MWh, in aumento del 3.9% rispetto al consuntivo di ottobre, mentre **ITECccgt/REF-E**, anch'esso aggiornato al 22 ottobre, è in aumento del 3.1% rispetto al consuntivo di ottobre e si attesta a 50.35 €/MWh.

ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E di maggio sono calcolati da REF-E su dati di mercato al 30/09/2020 e valori giornalieri Reuters al 22/10/2020. Valori consuntivi calcolati da REF-E su dati Reuters.

Cos'è ITEC12/REF-E

ITEC12/REF-E incorpora l'evoluzione nel *mix* produttivo del parco termoelettrico italiano e le mutate strategie di approvvigionamento e di indicizzazione della materia prima. Il nuovo indice, costruito utilizzando dati Platts e aggiornato mensilmente, è caratterizzato dalla semplicità della formula di indicizzazione e dalla inclusione di componenti di prezzo *spot* nella determinazione dei costi di approvvigionamento per gli impianti a ciclo combinato. La pubblicazione dell'indice è cominciata dal mese di luglio 2012.

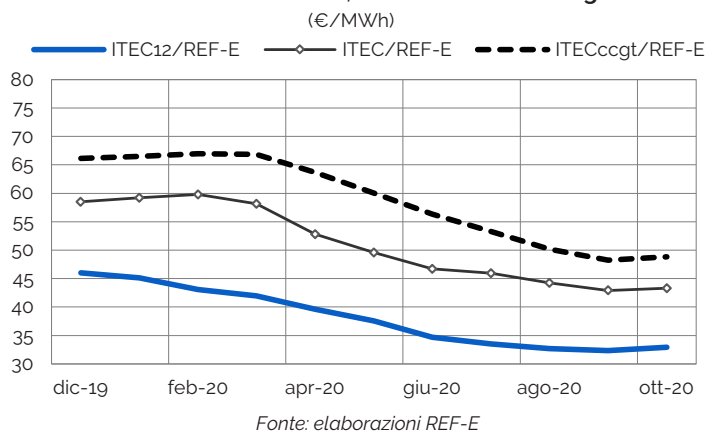
Cos'è ITEC/REF-E

ITEC/REF-E è l'indice creato nel 2004 al fine di fornire al mercato un riferimento di costo di generazione semplice, liquido, trasparente e rappresentativo. ITEC/REF-E è utilizzato da numerosi operatori quale riferimento per i contratti di fornitura di energia elettrica, rappresentando un riferimento per il mercato.

Da agosto 2017 il *provider* dei dati, utilizzato per il calcolo dell'indice è Reuters.

REF-E si impegna a mantenere la formula di ITEC nella sua struttura attuale fino al 31 dicembre 2020.

EVOLUZIONE DI ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E E ITECccgt/REF-E



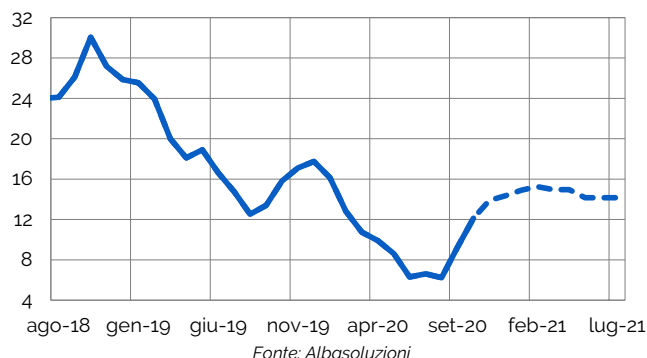
L'EVOLUZIONE MAGI

L'indice gas MAGI consuntivo per ottobre 2020 è pari a 12.12 €/MWh, risultato della componente transazione e della componente derivante dalla *survey* che si attestano rispettivamente a 12.16 €/MWh e 12.05 €/MWh.

La quotazione del prodotto con consegna a ottobre 2020 è aumentata del 31.2% rispetto a quella per le consegne di settembre 2020, ma risulta minore rispetto a quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (15.81 €/MWh). Il volume complessivo transato è aumentato rispetto a settembre 2020 (10,351 MW contro 7,687 MW), come anche il numero di transazioni registrate (315 contro 242).

Al 22 ottobre, gli scambi del prodotto con consegna a novembre 2020, relativi a un campione di 250 operazioni e un volume totale scambiato di 9583 MW, indicano un prezzo di 13.88 €/MWh, in aumento rispetto al valore consuntivo del prodotto con consegna a ottobre 2020.

EVOLUZIONE DI MAGI (storico e curva a termine indicativa)
(€/MWh)



Cos'è MAGI

MAGI è un indice *month ahead* del prezzo gas al PSV. MAGI è indipendente, affidabile e trasparente: è calcolato su una media ponderata tra una componente di *survey* (30%) e una componente basata su transazioni effettivamente concluse (70%) per consegne nel mese successivo.

La metodologia sviluppata mira a far emergere il reale valore di mercato del gas eliminando possibili *gaming* da parte degli operatori. Il risultato della *survey* è pubblicato quotidianamente, mentre le transazioni sono aggiunte a fine mese, in tal modo gli operatori possono seguire le tendenze del mercato e avere un'idea della differenza tra le due componenti. Prima della pubblicazione un auditor verifica ambedue le componenti, che vengono pubblicate ogni mese in modo da garantire la massima trasparenza sul meccanismo di formazione dell'indice.

Perché MAGI

Gli indici *month ahead* possono essere utilizzati nei contratti di fornitura per le centrali termoelettriche, per i grandi consumatori industriali, o nei contratti di acquisto da produttori indipendenti. Tali indici hanno tipicamente una liquidità sottostante maggiore e una volatilità minore rispetto agli indici del giorno prima o di bilanciamento.

MAGI è trasparente, affidabile e indipendente: è pensato per riflettere i fondamentali del mercato del gas così come previsti dagli operatori con un mese di anticipo, e per permettere a tutti gli operatori di esprimere la loro *view* attraverso le transazioni concluse o proposte. MAGI fornisce finalmente un riferimento di prezzo affidabile da poter essere utilizzato nei contratti di compravendita e offre la possibilità di annullare l'esposizione di mercato attraverso la contrattazione di strumenti efficienti come i contratti di *swap*.



DIRETTORE RESPONSABILE

Claudia Checchi

GRUPPO DI LAVORO

Virginia Canazza, Giacomo Ciapponi, Silvia Checchi, Paolo Ciliento, Federico Clementi, Elena Ferri, Tommaso Franci, Ana Georgieva, Valeria Ghirardi, Paolo Marino, Marco Pellegrino, Giorgio Perico, Alejandro Sanchez Ben, Ralph Sassun, Clio Scandola

EDITORE

REF-E srl

Via Gioberti 5 - 20123 Milano

www.ref-e.com - info@ref-e.com

PRESIDENTE

Pia Saraceno

SEGRETERIA, EDITING E GRAFICI

Dalia Imperatori

Tel. +39 02 43441022

Fax +39 02 43441027

E-mail: dalia.imperatori@ref-e.com

SOTTOSCRITTORI

A2A Spa, Acea Energia SpA, Acegas Aps Amga, AET Azienda Elettrica Ticinese, Axpo Italia SpA, CSEA Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, CVA Trading Srl, Dolomiti Energia SpA, E.ON Italia SpA, Edison SpA, Engie Italia, EP Produzione SpA, Erg Power Generation, Hera Trading Srl, Innogy Italia SpA, Iren SpA, Repower Italia SpA, Shell Energy Europe, Sorigen SpA, Tenaris Dalmine, Terna SpA, Tirreno Power SpA

Le posizioni espresse nella Newsletter, salvo quanto diversamente specificato, sono da attribuirsi esclusivamente ai ricercatori REF-E..

La presente pubblicazione è riservata ai soli abbonati per uso personale e non commerciale.

Non è, pertanto, consentito modificare, duplicare, distribuire, divulgare, vendere, trasmettere, riprodurre, pubblicare su qualsiasi mezzo, sotto qualsiasi forma o per qualsivoglia ragione, in tutto o in parte, i contenuti della pubblicazione senza l'autorizzazione scritta di REF-E. Agli abbonati è consentita la stampa di una copia della pubblicazione per uso esclusivamente personale e non commerciale senza, tuttavia, apportarne alcuna modifica.

Ogni violazione verrà perseguita a norma di legge e autorizzerà REF-E a sospendere l'invio della pubblicazione senza alcun avviso.

Al momento della pubblicazione tutti i link verso siti sono funzionanti.

Il titolare del sito e relativo webmaster declinano ogni responsabilità per url non trovate a causa di modifiche effettuate dai relativi gestori di siti internet e invitano i navigatori ad approfondire le tematiche cercando sui motori di ricerca disponibili.

www.ref-e.com - info@ref-e.com

REF-E Srl
via Viancenzio Gioberti 5
20123 Milano
C.F./P.IVA 07642420967