

MERCATO ELETTRICO

- Le aste del *capacity market*

Mercato corto, 5.8 GW di nuovi investimenti e (forse) un primo phase-out del carbone: il meccanismo del capacity sembra aver funzionato nel dare una spinta all'ammodernamento del parco e al miglioramento della sicurezza. Tempi autorizzativi, ricorsi e nuove procedure le incertezze per il prossimo futuro.

pag. 3

- La remunerazione sperimentale del servizio di *fast reserve*

L'atteso progetto pilota potrebbe stimolare gli investimenti nei sistemi di accumulo elettrochimico, garantendo una remunerazione fissa a integrazione dei ricavi merchant e anticipando così di alcuni anni il ritorno degli investimenti. Il quadro regolatorio complessivo rimane però poco favorevole per questi impianti, necessari invece per garantire al sistema la flessibilità necessaria a integrare le rinnovabili.

pag. 6

GAS NATURALE

- Load profiling dinamico e aste: parte il nuovo *settlement gas*

La nuova disciplina del settlement dovrebbe migliorare notevolmente l'operatività di shipper e venditori. Dai dati pubblicati in prova il nuovo load profiling dinamico, aiutato dalla revisione del profilo standard, consente una migliore previsione delle partite di bilanciamento e la riduzione dei delta in-out, che comunque non vengono più allocati agli operatori. Le aste attraverso cui queste partite verranno approvvigionate divengono anzi una nuova opportunità di mercato per gli operatori, pur rimanendo un costo per il sistema. Ancora molto su questo fronte può essere fatto.

pag. 11

IMPRESE E ISTITUZIONI

- La quarta lista dei progetti d'interesse comune

Poche sorprese nell'aggiornamento biennale della lista dei progetti prioritari per la crescita del mercato unico europeo: all'entusiasmo delle prime liste, largamente rimaste sulla carta, subentra un atteggiamento di maggiore prudenza, con ACER che ammonisce sulle modalità di computo dei benefici.

pag. 16

GARE GAS

- Monitoraggio gare gas

Riprendiamo l'appuntamento mensile di monitoraggio sul mondo delle gare, ricco di novità.

pag. 19

INDICATORI

- Dati di mercato

pag. 23

- Dati settori incentivati e regolati

pag. 24

INDICI

- ITEC e Magi

pag. 25

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, Siram SpA, Sorgenia SpA,
Tenaris Dalmine, Terna SpA, Tirreno
Power SpA, Utilitalia

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

Responsabile della Newsletter
Claudia Checchi
Tel. 02 43441044
e-mail: claudia.checchi@ref-e.com

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

Virginia Canazza, Giacomo Ciapponi, Paolo Ciliento, Federico Clementi, Federica Davò, Elena Ferri, Tommaso Franci, Ana Georgieva, Jacopo Guarnaccia, Paolo Marino, Marco Pellegrino, Giorgio Perico, Alejandro Sanchez Ben, 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

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.

REF-E opera nel mercato energetico con ricerche e consulenze personalizzate, osservatori indipendenti, attività di formazione e affianca aziende, istituzioni, organismi governativi nei processi decisionali.

L'autorevolezza e l'indipendenza di **REF-E** costruite nel tempo sul mercato dell'energia sono oggi riconosciute da aziende e istituzioni.

REF-E mette a disposizione dei suoi clienti analisi della concorrenza e della regolazione, scenari di previsione sui prezzi, supporto nella scelta degli investimenti e delle più importanti decisioni strategiche, garantendo indipendenza, professionalità e competenza, favorendo il dialogo tra aziende e istituzioni in Italia e nel mondo.

Periodici

- [Newsletter Osservatorio Energia](#) è il mensile di analisi delle trasformazioni del settore energetico in Italia e in Europa. Propone approfondimenti sull'evoluzione normativa, le trasformazioni societarie, le problematiche connesse alla creazione di mercati regolamentati, l'andamento delle tariffe e il livello dei prezzi sulle principali borse europee dell'energia elettrica e del gas. Fornisce le previsioni dell'andamento dei principali indicatori di mercato.
- [Energy Outlook](#) è il quadrimestrale di previsione dello sviluppo a medio termine del mercato elettrico e del gas sulla base del modello di simulazione Elfo++. Delinea l'evoluzione della domanda e dell'offerta, fornendo previsioni su: costi di produzione, prezzi concorrenziali (nazionali e zonali), possibili effetti delle strategie degli operatori alla luce delle condizioni strutturali e della normativa.

Pubblicazioni

- Il [Rapporto Energia](#) è una pubblicazione annuale sull'evoluzione e le prospettive dei settori elettrico, gas e delle fonti rinnovabili. Presenta i mercati attraverso un'analisi della regolamentazione e della struttura in Italia e in Europa. Elabora scenari a medio termine.
- Il [Rapporto Settimanale sulla borse energetiche](#) aggiorna costantemente i prezzi e i volumi nei mercati italiani ed europei.
- I [Working paper](#) sono studi dettagliati che trattano temi di attualità, a partire dalla letteratura teorica. Approfondiscono tematiche rilevanti per il dibattito sulle politiche in atto, così come aspetti metodologici e analitici riguardanti l'analisi dei mercati, le problematiche autorizzative e istituzionali, la costruzione di scenari.

Servizi

- I [Database](#) garantiscono l'accesso privilegiato a numerose e complesse informazioni organizzate, raccolte in anni di esperienza e costantemente aggiornate.
- I [Seminari](#) di discussione sono lo strumento dedicato all'approfondimento degli scenari dei mercati energetici, consentono confronti e dibattiti alla luce delle innovazioni legislative e normative.
- Le consulenze telefoniche permettono di essere sempre in contatto con i ricercatori **REF-E**.

MERCATO ELETTRICO

LE ASTE DEL CAPACITY MARKET

Mercato corto, 5.8 GW di nuovi investimenti e (forse) un primo phase-out del carbone: il meccanismo del capacity sembra aver funzionato nel dare una spinta all'ammodernamento del parco e al miglioramento della sicurezza. Tempi autorizzativi, ricorsi e nuove procedure le incertezze per il prossimo futuro.

ARTICOLI CORRELATI

- Aste capacity: ultimi dettagli ma ancora tanti dubbi ([Newsletter 235](#))
- Via libera al capacity ([Newsletter 234](#))

Dopo la rapida approvazione dei parametri economici e delle Disposizioni Tecniche di Funzionamento da parte dell'Autorità, il mese scorso si sono svolte le prime due (e uniche per ora) aste del *capacity market* italiano per gli anni 2022 e 2023. Il meccanismo del *capacity market* è stato messo a punto da Terna per rendere adeguato il sistema e minimizzare il numero di ore in cui la domanda di energia elettrica supera l'offerta disponibile. Attraverso la procedura d'asta competitiva, i produttori mettono a disposizione la propria capacità in cambio di un premio annuo. Il valore del premio annuale è determinato dall'incrocio tra la curva di domanda definita da Terna e la curva di offerta determinata dalle offerte degli operatori (*system marginal price*).

I RISULTATI

Le aste per l'assegnazione del premio di capacità per gli anni 2022 e 2023 si sono entrambe concluse con un mercato corto e un *system marginal price* pari al *cap* sia per la capacità esistente (33,000 €/MW/anno) che per la capacità nuova (75,000 €/MW/anno) e tutta la capacità offerta è stata accettata. L'unica eccezione è rappresentata

dalla capacità estera, per cui la competizione ha spinto il premio tra i 3,300 €/MW/anno e i 4,900 €/MW/anno. In entrambe le aste si è manifestata l'esigenza per Terna di attivare la sessione aggiuntiva dedicata alla capacità nuova non autorizzata.

Il totale della capacità acquistata, che corrisponde alla somma delle offerte presentate dagli operatori, ammonta a 40.9 GW nel 2022 e a 43.4 GW nel 2023 (**Table 1 e 2**). Nelle due aste una quota superiore al 50% del totale acquistato da Terna è situata nella zona Nord. In entrambe le aste la capacità esistente è 35 GW e quella estera è risultata pari al massimo limite di scambio di 4.4 GW. La capacità nuova contrattualizzata è stata invece pari a 1.8 GW (di cui circa il 20% non autorizzata) nel 2022 e 4 GW (di cui quasi oltre l'85% non autorizzata) nel 2023. Quasi il 70% di questa capacità è situata in zona Nord.

TABELLA 1. CAPACITÀ ACQUISTATI IN MW NEL 2022

	NORD	CNOR	CSUD	SUD	CALA	SICI	SARD	TOT
ESISTENTE	21 456	1 272	4 233	2 581	3 185	1 878	144	34 749
di cui rinnovabile	652	316	4	10	-	15	4	1 001
NUOVA	1 276	49	305	84	-	53	-	1 767
di cui autorizzata	991	49	305	3	-	53	-	1 401
di cui non autorizzata	285	-	-	81	-	-	-	366
ESTERA	4 241	-	104	49	-	-	-	4 394

Fonte: dati Terna

TABELLA 2. CAPACITÀ ACQUISTATI IN MW NEL 2023

	NORD	CNOR	CSUD	SUD	CALA	SICI	SARD	TOT
ESISTENTE	21 284	1 308	4 651	2 927	2 891	1 797	155	35 013
di cui rinnovabile	869	336	44	9	-	14	4	1 276
NUOVA	2 631	65	804	162	-	342	-	4 004
di cui autorizzata	16	-	491	-	-	21	-	528
di cui non autorizzata	2 615	65	313	162	-	321	-	3 476
ESTERA	4 241	-	104	49	-	-	-	4 394

Fonte: dati Terna

L'ASTA PER LA NUOVA CAPACITÀ

Durante entrambe le aste è stata necessaria l'attivazione della sessione dedicata agli impianti nuovi non autorizzati.

Come ci si poteva aspettare, la capacità nuova autorizzata è stata maggiore di quella non autorizzata nel 2022, mentre nel 2023 la situazione è invertita. La principale ragione della scarsa partecipazione all'asta 2022 da parte dei nuovi non autorizzati è legata all'elevato rischio autorizzativo, derivante dall'obbligo per gli operatori di completare il processo autorizzativo al più tardi entro giugno 2020.

La maggior parte della capacità nuova è stata contrattualizzata in zona Nord. Qui, dei quasi 1300 MW di nuova capacità contrattualizzati nel 2022, circa 700 MW appartengono al nuovo impianto a ciclo combinato di Edison di Marghera, per il quale l'iter autorizzativo è già stato finalizzato. I restanti megawatt approvvigionati nella zona e nel resto d'Italia appartengono invece a *peaker* di piccola taglia e a possibili

TAG

auction design, capacity market, electricity, energy policy

operazioni di *revamping* sulla capacità esistente di alcuni impianti a gas. L'asta 2023 recepisce invece l'inizio delle riconversioni di alcuni impianti a carbone al Nord, oltre che l'offerta di nuovi impianti *peaker*.

ESISTENTI

Secondo le stime REF-E, la capacità attualmente installata e disponibile per il *capacity market* (ossia capacità *derated*) è 60 GW. Di questi 35 GW (55%) hanno ottenuto la remunerazione della capacità. Il rimanente (25 GW) è dato dunque dalla somma di:

- impianti non ammessi
- impianti che saranno ritirati dal mercato prima del 2022
- impianti che volontariamente hanno deciso di non partecipare al meccanismo

LA PARTECIPAZIONE DELLE FONTI RINNOVABILI

La partecipazione delle fonti rinnovabili è risultata marginale, 1 GW nel 2022 e 1.3 GW nel 2023, a causa del rischio legato alla non programmabilità e agli alti tassi di *derating*. I tassi di *derating* per il 2022, aggiornati da Terna, sono risultati molto restrittivi per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, essendo pari all'89% per il solare, 82% per l'eolico e il 65% e per l'idroelettrico ad acqua fluente. Per il 2023 la situazione è risultata analoga, col solare scontato all'88%, l'eolico all'83% e l'idroelettrico al 64%. Con molta probabilità, tenendo presente anche la localizzazione degli impianti rinnovabili contrattualizzati, la gran parte della capacità non programmabile che ha partecipato alle aste è costituita da idro fluente, le cui caratteristiche permettono una gestione più efficace rispetto agli impianti fotovoltaici ed eolici.

L'OFFERTA DI FLESSIBILITÀ: DA VANTAGGIO A SVANTAGGIO

Circa il 10% dell'intero ammontare di capacità acquistato da Terna è stato dichiarato flessibile in fase di qualifica. La dichiarazione di flessibilità (capacità di fornire determinati standard prestazionali in termini di tempo di avviamento, permanenza in servizio e fuori servizio, rapporto tra potenza minima e massima) permette da regolamento un vantaggio in caso di parità economica tra due o più offerte: in questi casi, infatti, la capacità viene aggiudicata prioritariamente agli impianti più flessibili e successivamente a quelli meno inquinanti. Tuttavia, data la condizione di mercato corto e la sostanziale mancanza di competizione in asta, il fatto di avere dichiarato un impianto flessibile non ha portato nessun vantaggio agli operatori, per i quali rimane comunque ora l'obbligo di fornire prestazioni flessibili durante l'intero periodo di *delivery*.

L'INDISPONIBILITÀ DI ALCUNI IMPIANTI

I risultati indicano che con buona probabilità una parte della capacità a oggi esistente è stata considerata indisponibile per gli anni di *delivery* 2022-2023. Questo è intuibile sicuramente per quanto riguarda le zone di mercato nel Sud Italia, per le quali si prospettava altrimenti un mercato più competitivo. Può essere dunque che alcuni vecchi impianti convenzionali e parte della capacità a carbone (se non tutta), per un totale potenziale stimabile complessivamente in circa 6-8 GW tra il 2022 e il 2023, siano stati dichiarati fuori mercato. Queste tipologie d'impianto figurano peraltro nella lista, assieme agli impianti incentivati e a quelli in fase di dismissione, delle tecnologie escluse dal meccanismo in virtù dei limiti emissivi fissati dalla disciplina, in linea con i *benchmark* definiti dalla Commissione Europea.

LA MANCATA PARTECIPAZIONE

Oltre alla capacità potenzialmente considerata indisponibile, che ha reso corto il mercato, un'altra quota di capacità potrebbe essere invece rimasta volontariamente fuori dal meccanismo sebbene dichiarata disponibile.

I motivi per cui un operatore potesse scegliere di rimanere fuori dal *capacity market* pur avendo diritto a partecipare sono essenzialmente tre:

- volontà di non offrire una quota di capacità inserita in un dato portafoglio per tenerla come *back-up* e minimizzare il rischio di risultare indisponibile

- rischio legato alle penali per indisponibilità troppo elevato in presenza di un portafoglio composto da un impianto solo, o da impianti generalmente poco utilizzati
- la percezione che i guadagni derivanti da un'attività prolifica sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento non saranno ridotti (o lo saranno solo parzialmente) dall'impatto dello *strike price*. Il costo opportunità di rinunciare a offrire servizi ancillari sul mercato dell'energia può risultare per questo tipo di operatore più alto rispetto alla partecipazione al *capacity market*.

COSTI E BENEFICI

Il meccanismo ha generato dei costi significativi per gli anni di *delivery*, rispettivamente pari a circa 1.3 miliardi di euro per il 2022 e quasi 1.5 miliardi di euro per il 2023, che però risultano essere in linea con le aspettative di Terna. A questi valori vanno tuttavia aggiunti i costi relativi alla remunerazione della capacità nuova per ulteriori 14 anni rispetto al primo: la capacità nuova approvvigionata sull'asta 2022 costerà al sistema 1.9 miliardi di euro aggiuntivi da spalmare nei 14 anni successivi, mentre quella approvvigionata per il 2023 altri 4.2 miliardi di euro. Il costo complessivo del meccanismo si aggirerebbe dunque attorno agli 8.9 miliardi di euro in un periodo che va dal 2022 al 2037.

Tuttavia come già detto il meccanismo sembra avere avuto successo rispetto all'obiettivo proposto, ossia quello di dare impulso ai nuovi investimenti in capacità flessibile e consentire l'avvio del *phase-out* del carbone in sicurezza. Benefici difficilmente quantificabili ma che potrebbero tradursi in futuro in minori prezzi sia sul mercato dell'energia che su quello dei servizi.

COSA SUCCEDE ADESSO

A valle delle aste madri per gli anni di *delivery* Terna potrebbe valutare la necessità di indire delle aste di aggiustamento (a cui potrebbe partecipare però solo capacità autorizzata), per coprire eventuali inadeguatezze del mercato. Verosimilmente, queste aste si terranno dopo le scadenze relative all'ottenimento dei permessi autorizzativi della capacità nuova che ha partecipato come non autorizzata, di modo da avere a disposizione un quadro più chiaro della situazione. Va però detto che i tempi risultano comunque molto stretti. Ipotizzando un'asta di aggiustamento per il 2022 da tenersi nella seconda metà del 2020 e un'asta di aggiustamento per il 2023 da tenersi durante il 2021, il margine di tempo affinché nuovi progetti, rispetto a quelli che si sono presentati in asta, prendano il via è comunque molto ristretto in assenza di una procedura accelerata di autorizzazione (*fast track*).

Per quanto riguarda la possibilità di estendere il meccanismo anche agli anni successivi al 2023, bisogna considerare che il meccanismo dovrà essere sottoposto a nuova procedura di verifica dalla Commissione Europea in virtù dell'entrata in vigore al 2020 del nuovo *energy package*. In questo percorso è possibile anche che alcuni parametri che caratterizzano la struttura del meccanismo vengano revisionati. Tra questi il *price cap*, ha sollevato diverse perplessità tra i produttori che contestano una solida giustificazione nel trattamento così differenziato tra la capacità nuova ed esistente. I lunghi tempi di approvazione a livello europeo e l'incertezza sull'effettiva necessità di un nuovo *capacity market* post-2023 rendono al momento poco verosimile un'estensione del meccanismo agli anni immediatamente successivi al periodo di *delivery* appena contrattualizzato. E in questa situazione di incertezza diventa anche più complicato per gli operatori pianificare eventuali nuovi investimenti in capacità di generazione: dovesse manifestarsi la necessità di sopperire ad inadeguatezze del sistema attraverso l'acquisto di nuova capacità (per esempio a causa di ulteriori dismissioni), gli investimenti potrebbero non essere realizzati in tempo qualora il segnale da parte del regolatore tardasse ad arrivare e si ripetesse una situazione simile a quella vissuta per le aste appena effettuate, specialmente per quella del 2022.

Inoltre, bisogna tenere conto del fatto che alcuni operatori hanno presentato ricorso contro l'attuazione della disciplina e che è atteso per la fine di febbraio 2020 il responso sulla legittimità delle regole adottate per le aste tenutesi a novembre o meno. Un ulteriore elemento che potrebbe sconvolgere i piani degli operatori di mercato che hanno partecipato alle aste, specialmente i titolari di nuova capacità.

LA REMUNERAZIONE SPERIMENTALE DEL SERVIZIO DI FAST RESERVE

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 300/2017/R/eel](#)
- [Regolamento in consultazione](#)
- [Delibera 574/2014/R/eel](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Impianti merchant o unità strategiche per la sicurezza? Riflessioni sul business model migliore per gli investimenti in batterie](#) (Newsletter 224)

L'atteso progetto pilota potrebbe stimolare gli investimenti nei sistemi di accumulo elettrochimico, garantendo una remunerazione fissa a integrazione dei ricavi merchant e anticipando così di alcuni anni il ritorno degli investimenti. Il quadro regolatorio complessivo rimane però poco favorevole per questi impianti, necessari invece per garantire al sistema la flessibilità necessaria a integrare le rinnovabili.

Il servizio di *Fast Reserve*, oggetto del nuovo progetto pilota di Terna, nasce dall'esigenza del TSO di fare fronte alla progressiva trasformazione del *mix* produttivo, sempre più popolato da impianti rinnovabili che non sono in grado di prestare servizi di regolazione, o lo sono solo in maniera limitata.

La crescita della generazione da fonti rinnovabili e la contestuale dismissione di impianti convenzionali causa infatti una graduale riduzione della capacità di regolazione e dell'inerzia del sistema, nonché un aumento delle situazioni di congestione e *over-generation*.

Questo fenomeno assume ancor più rilevanza nell'ottica di un futuro *phase-out* del carbone, che avrebbe come conseguenza per il sistema una perdita di inerzia e di flessibilità che non potrebbe essere compensata dal parco esistente, mettendo così a rischio la sicurezza del sistema.

Per contrastare gli effetti di questa trasformazione e mantenere stabile la frequenza del sistema elettrico, Terna ha ritenuto opportuno sperimentare l'introduzione di un nuovo tipo di servizio (in virtù di quanto previsto dalla delibera 300/2017), caratterizzato da un tempo di piena attivazione più rapido rispetto a quello della regolazione primaria e volto a migliorare la risposta dinamica durante i primissimi istanti dei transitori di frequenza. In particolare, Terna propone di acquistare fino a 230 MW di *fast reserve*, di cui 30 MW per la Sardegna e 200 MW per il resto d'Italia (le due Aree di Assegnazione previste), per un periodo di *delivery* che inizierà nel 2022 e durerà tre o quattro anni (ancora da decidere). Le risorse contrattualizzate verranno remunerate attraverso un premio fisso per la capacità messa a disposizione espresso in €/MW/anno. Le risorse sarebbero acquistate tramite asta, dagli operatori che offrono lo sconto maggiore su premio fisso annuale.

IL REGOLAMENTO PROPOSTO

REQUISITI E DISPOSITIVI

Il servizio di *Fast Reserve* è un servizio in potenza, del tutto paragonabile a quello istituito qualche anno fa nel mercato britannico, per l'erogazione del quale ciascuna FRU (*Fast Reserve Unit*) deve rispettare requisiti tecnici minimi ben precisi, raccolti nel Regolamento proposto da Terna che regola l'accesso al servizio:

- deve essere in grado di erogare l'intera Potenza Qualificata (compresa tra i 5 MW e i 25 MW) entro un secondo dalla ricezione dell'ordine, con un tempo di reazione massimo di 300 millisecondi
- deve poter mantenere il livello di potenza corrispondente alla Potenza Qualificata per almeno 30 secondi continuativi
- deve riuscire a effettuare una de-rampa della durata di 300 secondi (cercando di simulare così l'effetto di inerzia di una macchina rotante)
- deve garantire una capacità energetica minima continuativa di 15 minuti in corrispondenza della Potenza Qualificata in entrambe le direzioni (a salire/scendere).

Le tecnologie più adatte a rispettare queste richieste sembrano le tecnologie innovative di tipo *inverter-based*, come i sistemi di accumulo elettrochimico. Tuttavia, nel rispetto del concetto di neutralità tecnologica, il Regolamento prevede che le FRU possano essere composte da diverse tipologie di dispositivi:

TAG

batterie, bess, market design

- unità di consumo (escluse quelle che prestano servizio di interrompibilità)
- unità di produzione, *stand-alone* o *behind-the-meter* (ovvero che condividono il punto di connessione con altre unità di consumo e/o accumulo)
- unità di accumulo, *stand-alone* o *behind-the-meter* (ovvero abbinati ad altre unità di produzione e/o consumo).

Le unità aggregate in una FRU devono essere inserite nella stessa Area di Assegnazione ed essere dotate ciascuna dei sistemi PMU (*Phasor Measurement Unit*), per stimare la grandezza e l'angolo di fase di quantità di fase elettriche, UPDM (Unità Periferica per il sistema di Difesa e Monitoraggio), che permette di eseguire sugli impianti tutte quelle funzioni che consentono il controllo in emergenza del sistema elettrico, e dell'apposita UVRF (Unità per la Verifica della Risposta Rapida di Frequenza), evoluzione dell'attuale UVRP (Unità per la Verifica della Regolazione Primaria).

Non ci sono invece restrizioni in termini di connessione con la rete (alta, media o bassa tensione).

Nel momento in cui si tiene l'asta, le FRU possono essere esistenti e operative, in costruzione, oppure non ancora autorizzate.

Sono invece escluse a priori dal progetto pilota le unità che sono state qualificate come capacità nuova alle aste del *capacity market* (articolo 2.3 del Regolamento proposto) e per cui il periodo di *delivery* coincide, anche parzialmente, con il periodo di *delivery* definito per il progetto pilota *Fast Reserve*.

Le FRU rilevano solo ai fini del progetto pilota a loro dedicato e i dispositivi che ne fanno parte vengono comunque trattati singolarmente sui mercati dell'energia e sul mercato dei servizi di dispacciamento. Le FRU possono essere create e gestite da tre tipi di figure: utenti del dispacciamento, soggetti aggregatori (ovvero BSP, *Balancing Service Provider*) e titolari di unità non ancora autorizzate (ovvero, non ancora connesse alla rete o non ancora abilitate all'esercizio)¹.

Questi ultimi devono fornire al TSO, al momento della qualifica, il piano delle attività progressive che porteranno al completamento dei progetti e dimostrare di essere in possesso di tutte le autorizzazioni necessarie all'esercizio delle unità, compreso il contratto di dispacciamento, entro il 31/12/2020 per non incorrere in penali e rischiare l'esclusione dal progetto pilota.

PROCEDURA D'ASTA

La procedura d'asta competitiva prevista dal documento in consultazione è di tipo *pay-as-bid* al ribasso. La base di partenza, o *cap*, ancora da definire, sarà indicativamente compresa tra 78,000 €/MW/anno e 108,000 €/MW/anno². L'asta prevede un massimo di cinque sessioni e ogni partecipante avrà l'obbligo di effettuare a ogni rilancio un ribasso minimo pari al 3% dell'offerta presentata durante la prima sessione per rimanere attivamente in gara. L'asta chiude nel momento in cui i prezzi di tutte le offerte presentate dagli operatori rimangono gli stessi tra una sessione e la successiva, o alla fine della quinta sessione.

Ogni partecipante potrà qualificare all'asta più FRU, ma fino a un limite complessivo di MW non superiore al 75% della domanda totale prevista da Terna per l'Area di Assegnazione a cui le FRU appartengono.

Durante l'asta, nel caso in cui due o più offerte allo stesso prezzo dovessero determinare il superamento della quota di domanda, Terna prevede di dare priorità innanzitutto alle offerte con potenza qualificata più alta e poi, in caso persista la parità, a sorteggiare la capacità da aggiudicare.

In ogni caso, le FRU vengono selezionate sempre per l'intera quantità offerta: ciò significa che se la selezione di una singola FRU dovesse determinare il parziale superamento della domanda definita per un'Area di Assegnazione, questa FRU verrebbe selezionata comunque per l'intero ammontare di capacità offerto.

¹ La figura del BSP verrà introdotta assieme al BRP (*Balancing Responsible Party*) in sostituzione del ruolo unico rivestito oggi dall'utente del dispacciamento secondo la riforma prevista del TIDE (DCO 322/2019/R/eel).

² Stima derivante da una prima analisi dei benefici attesi per il sistema, il cui riassunto è contenuto in appendice alla relazione di accompagnamento alla proposta di Regolamento. Non è segnalata nessuna differenziazione tra capacità esistente e capacità nuova.

Non sono previste sessioni aggiuntive nel caso in cui la domanda non dovesse essere coperta per intero al termine dell'asta, ma nell'eventualità in cui un partecipante avesse a disposizione una capacità residua non presentata in asta (poiché eccedente la soglia del 75% della domanda), Terna può proporre all'operatore in questione di contrattualizzare questa quota di capacità fino a esaurimento della domanda (tenendo conto delle precisazioni sull'accettazione delle quantità fatte in precedenza). Questa capacità sarebbe valorizzata al prezzo medio ponderato delle offerte accettate in asta e l'operatore potrebbe scegliere se accettare o rifiutare la proposta.

Terna potrà eventualmente pianificare un'asta di aggiustamento solo per sostituire capacità ritirate dal progetto pilota (recessione del contratto a causa del mancato ottenimento delle autorizzazioni necessarie alla messa in esercizio di una o più FRU, oppure a causa del mancato superamento delle prove tecniche di abilitazione al progetto pilota).

OBBLIGHI E PENALI

Le FRU che risulteranno selezionate in esito alla procedura d'asta dovranno risultare disponibili ad erogare il servizio per un ammontare di 1,000 ore/anno, ripartite da Terna in Blocchi di Ore di Disponibilità che saranno comunicati agli operatori in via preliminare sette giorni prima del giorno di delivery e in via definitiva due giorni prima del giorno di delivery.

La singola FRU può essere esentata dall'erogazione del servizio durante le ore facenti parte dei blocchi definiti da Terna senza incorrere in penali, solo se dichiarata preventivamente indisponibile a causa di interventi di manutenzione inderogabili. Ogni FRU dispone di un monte ore di manutenzione "indifferibili" pari a 100 ore/anno.

Nelle rimanenti 7,760 ore dell'anno, e per i quantitativi di potenza ed energia eccedenti gli ammontari asserviti al progetto pilota anche durante le 1,000 ore/anno di servizio, le unità componenti una FRU possono essere dispacciate senza vincoli su tutti i mercati a cui sono abilitate. Si sottintende pertanto che, nel frattempo, la riforma del dispacciamento debba proseguire per coinvolgere attivamente anche tutte queste risorse nella fornitura di servizi ancillari sul MSD, in modo tale che il *business plan* dei nuovi *asset* sia composto, in modo integrato, sia dalla remunerazione fissa che dalla remunerazione variabile di mercato.

Il mancato rispetto degli obblighi comporta per i titolari delle FRU il versamento al TSO di alcune penali.

La mancata disponibilità a erogare il servizio durante un intero Blocco di Ore di Disponibilità definito da Terna (al netto delle ore di manutenzione indifferibili dichiarate) comporta il pagamento di una penale pari a una volta e mezza il Corrispettivo Fisso Orario³ spettante per ogni MW della FRU inadempiente e per ogni ora di inadempimento.

Il mancato rispetto delle corrette modalità di erogazione del servizio durante un Evento di Attivazione compreso in un determinato Blocco di Ore di Disponibilità viene verificato da Terna attraverso un'apposita procedura finalizzata a definire gli inadempimenti di ogni singola FRU rispetto ad un range di operatività consentito, sia in potenza sia in energia.

In particolare, per ogni Blocco di Ore di Disponibilità, l'operatore titolare della FRU dovrà pagare una penale pari al Corrispettivo Fisso Orario moltiplicato per la Potenza Qualificata della FRU, il numero di ore del blocco in cui si è verificato il mancato rispetto degli standard di fornitura del servizio e un fattore percentuale legato al livello di inadempienza dimostrato.

BUSINESS PLAN MERCHANT POTENZIALMENTE REDDITIVI GIÀ AL 2022 ...

Nel contesto evolutivo del sistema elettrico, i sistemi di accumulo elettrochimico rappresentano uno degli strumenti più interessanti, in virtù sia dello spettro di applicazioni cui possono essere asserviti che delle prospettive di sviluppo tecnologico e riduzione costi, ancora ampie.

³ Valore espresso in €/MWh ottenuto dividendo il premio ricevuto in asta per le 1.000 ore di disponibilità dovute al TSO.

In particolare, il vantaggio di questi sistemi risiede nella loro flessibilità e nella possibilità di poter essere impiegati per un'ampia varietà di scopi. Questo li rende, in prospettiva, una delle soluzioni più efficienti per rispondere alle crescenti esigenze di gestione e flessibilità del sistema.

A oggi, però, gli investimenti sostenuti nel nostro paese risultano ancora scarsi e i motivi sono principalmente tre:

- la mancanza di un procedimento autorizzativo chiaro e definito per questo tipo di *asset*⁴
- un disegno di mercato dei servizi ancillari che di fatto ne ostacola la partecipazione attraverso l'imposizione di requisiti tecnici che, in generale, limitano fortemente le tipologie di risorse in grado di fornire servizi
- l'incertezza legata alla realizzazione di profitti adeguati sui mercati in funzione degli attuali costi delle tecnologie, pur ipotizzando una situazione regolatoria più evoluta.

A tal proposito, il nuovo progetto pilota sulla riserva rapida può costituire un passo avanti cruciale nello stimolare gli investimenti.

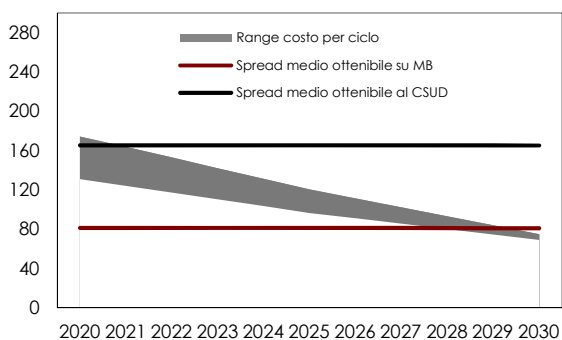
Il business model alla base di un investimento *merchant* in batterie effettuato nel breve-medio periodo è legato in modo imprescindibile al dispacciamento degli *asset* sul MSD (*Newsletter* 224), l'unico mercato dove è attualmente possibile inseguire opportunità che consentano di realizzare *spread* di prezzo abbastanza alti da poter remunerare adeguatamente il costo per ciclo⁵.

Un business plan eccessivamente sbilanciato sul MSD risulta però potenzialmente molto rischioso vista la volatilità e le particolari dinamiche che caratterizzano il mercato dei servizi.

In quest'ottica dunque, la possibilità di ottenere un premio fisso legato alla capacità si configurerebbe come un sostegno prezioso al *business plan*, poiché aiuterebbe di fatto a stabilizzare una parte dei ricavi.

Già l'esperienza britannica ha dimostrato la necessità di integrare i ricavi derivanti dall'attività *merchant* a quelli fissi derivanti dalla fornitura di specifiche *performance* per poter remunerare adeguatamente l'investimento. La sola partecipazione alla fornitura del servizio dedicato di *enhanced frequency response* non si è rivelata infatti sufficiente per remunerare gli investimenti nel momento in cui la competizione si è dimostrata più alta delle aspettative: il boom delle partecipazioni alle aste ha fatto infatti crollare il livello del premio e costretto gli operatori a inseguire opportunità di guadagno anche sul mercato del bilanciamento (*Newsletter* 224).

FIGURA 1. COSTO PER CICLO VS SPREAD REALIZZABILI SUL MB (MEDIE ZONALI) (€/MWh)



Spread valutato senza effetto capacity market

Fonte: stime ed elaborazioni REF-E

Secondo le stime REF-E, per l'Italia la remunerazione basata sulla sola partecipazione al mercato di bilanciamento, sulla base di dinamiche di prezzo stimate a partire dall'organizzazione attuale del mercato, consentirebbe la copertura del costo per ciclo solamente a partire dagli anni tra il 2025 e 2030⁶ nella maggior parte delle zone di mercato (**Figura 1**). L'unica eccezione potrebbe essere rappresentata dalla zona Cento Sud, dove i prezzi di bilanciamento garantiscono *spread* più elevati, ma grazie a dinamiche di mercato molto peculiari e legate alle caratteristiche di specifiche porzioni della rete.

Al 2022, in particolare, stimiamo un *range* di costo per ciclo compreso tra 115 €/MWh e 150 €/MWh, una fascia ancora molto superiore rispetto ai differenziali mediamente realizzabili sul mercato.

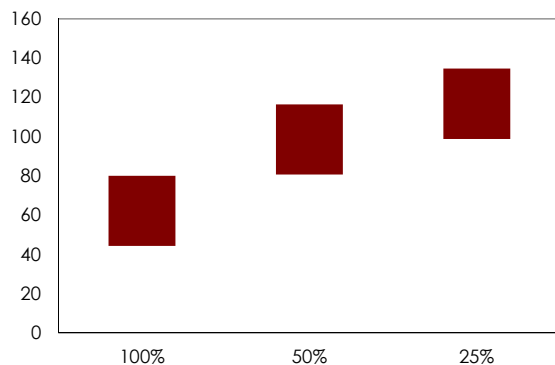
Supponendo invece di ricevere, per diversi livelli di capacità impegnata, un premio fisso per la disponibilità alla fornitura del servizio di *fast response* pari alla media del range 78,000 €/MW/anno - 108,000 €/MW/anno prospettato da Terna, ovvero 93,000 €/MW/anno, e con un periodo di *delivery* di tre anni, il costo per ciclo della stessa batteria si ridurrebbe a

⁴ I provvedimenti riguardanti i sistemi di accumulo risalgono ancora al periodo transitorio definito dalla delibera 574/2014/R/eel e rimandano in parte alle stesse procedure seguite per gli impianti CAR, ma la natura polifunzionale di questi asset ne rende difficile la catalogazione.

⁵ Spread di prezzo necessario a coprire il costo di un ciclo completo di carica/scarica della batteria, tenendo conto della sua efficienza.

⁶ Ipotesi sottostanti: tecnologia agli ioni di litio con potenza pari a 1 MW, c-rate 1, profondità di scarica dell'80%, efficienza *round-trip* dell'85% e vita utile pari a 5,000 cicli. Il *business plan* è basato sulla stima di eseguire un ciclo completo di carica/scarica al giorno sul MB. Il range di CAPEX di partenza al 2019 è compreso tra 400 €/kWh e 300 €/kWh, il tasso di sconto applicato è del 7%. Riduzione costi basata su stime IRENA, Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030 (2017).

FIGURA 2. RANGE DI COSTO PER CICLO PER LIVELLO DI POTENZA QUALIFICATA (€/MWh)



Fonte: stime ed elaborazioni REF-E

livelli che anticipano di diversi anni il percorso di riduzione dei costi dato dall'evoluzione tecnologica. Impegnando una quota di potenza superiore al 50% il costo per ciclo della batteria potrebbe essere infatti ridotto di oltre il 30%, raggiungendo elevati livelli di competitività nella maggior parte delle zone di mercato e anticipando di oltre un quinquennio la condizione di redditività (Figura 2).

... MA POCHI BENEFICI ATTESI PER IL MOMENTO

L'opportunità offerta dal progetto pilota potrebbe rappresentare un punto di partenza per trasformare l'interesse degli operatori in investimenti ma, visto il ridotto contingente messo per ora a disposizione da Terna (230 MW, il 10% dell'ammontare di capacità flessibile da *storage* elettrochimico previsto al 2025 dal PNIEC), con tutta probabilità, i benefici derivanti dal progetto sono destinati a rimanere piuttosto limitati per il sistema.

Numerosi infatti i rischi e le incertezze che ancora caratterizzano il mercato: l'attrattiva del progetto potrebbe infatti stimolare la competizione in asta al punto di ridurre fortemente il prezzo di equilibrio, come già accaduto in Gran Bretagna, col rischio di minare l'effettiva possibilità di remunerazione degli investimenti; inoltre, dal momento che è prevista una sola asta per un periodo di *delivery* pluriennale, il meccanismo del progetto pilota potrebbe rischiare di distorcere la percezione da parte degli investitori circa i costi di investimento dei progetti avviati successivamente all'asta del progetto pilota.

Contemporaneamente, dal punto di vista regolatorio, bisogna superare al più presto due barriere il cui impatto negativo è particolarmente rilevante, ovvero:

- il completamento della riforma del MSD e il ridisegno dei requisiti necessari alla fornitura dei servizi, garantendo la piena abilitazione delle tecnologie flessibili più innovative ai mercati. Il premio derivante dalla *fast reserve*, infatti, potrebbe difficilmente garantire da solo la sostenibilità dell'investimento
- la necessità di superare il transitorio imposto dalla delibera 574/2014 e definire delle regole specifiche per gli accumuli elettrochimici, così da far chiarezza su tutte quelle incertezze che oggi ne complicano spesso l'iter autorizzativo, in particolar modo le modalità di connessione e l'integrazione con impianti rinnovabili.

GAS NATURALE

LOAD PROFILING DINAMICO E ASTE: PARTE IL NUOVO SETTLEMENT GAS

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 491/2019/R/gas](#)
- [DCO 487/2019/R/gas](#)
- [Delibera 72/2018/R/gas](#)
- [DCO 570/2016/R/gas](#)
- [Delibera 229/2012/R/gas](#)

La nuova disciplina del settlement dovrebbe migliorare notevolmente l'operatività di shipper e venditori. Dai dati pubblicati in prova il nuovo load profiling dinamico, aiutato dalla revisione del profilo standard, consente una migliore previsione delle partite di bilanciamento e la riduzione dei delta in-out, che comunque non vengono più allocati agli operatori. Le aste attraverso cui queste partite verranno approvvigionate divengono anzi una nuova opportunità di mercato per gli operatori, pur rimanendo un costo per il sistema. Ancora molto su questo fronte può essere fatto.

La regolazione del *settlement gas* (Delibera 229/2012) consiste nella definizione delle regole per l'allocazione delle partite di gas immesse e prelevate presso i punti di prelievo dalla rete di trasporto e dunque, nella definizione ex post delle partite fisiche tra quanto immesso e quanto prelevato da ogni *shipper* funzionale alla quantificazione degli sbilanciamenti. La progressiva introduzione a monte di un mercato del bilanciamento più moderno e in linea con le previsioni del *target model* europeo (attuata negli anni scorsi) e la progressiva liberalizzazione del mercato della vendita a valle, che assottiglia i margini degli operatori, hanno reso necessaria una profonda riforma di queste regole.

Gli elementi fondamentali del *settlement*, su cui si concentra la nuova riforma, sono due:

- come stimare i prelievi giornalieri dei consumatori di dimensioni minori che non vengono misurati con dettaglio giornaliero (*load profiling*)
- come riconciliare, sempre a livello giornaliero, la somma dei prelievi stimati con le immissioni nella rete di distribuzione (delta *in-out*).

Le regole oggi presenti prevedono che la stima dei prelievi sia effettuata con una metodologia di *load profiling* statico: a ogni PdR viene attribuito un profilo standard che ripartisce il consumo annuo, stabilito e aggiornato annualmente dal distributore sulla base delle letture disponibili, su 365 giorni, attraverso un vettore di percentuali. Sono definiti 57 differenti profili, che sono tuttavia combinazioni di 4 profili base (uso da riscaldamento, uso cottura, uso tecnologico e uno per uso di condizionamento). Queste combinazioni dipendono dalla classificazione di ciascun profilo in ragione di 3 caratteristiche fondamentali: la categoria d'uso del gas, la classe di prelievo e la zona climatica in cui si trova il PdR.

Il delta *in-out* viene calcolato a fine mese per ogni *city gate* (il punto di uscita dalla rete nazionale ed entrata nella rete del distributore) e allocato ai diversi *shipper* che operano in quel punto proporzionalmente ai prelievi stimati, in base ai profili standard, dei PdR di competenza. Errori di stima dovuti alla semplicità del metodo di profilazione e altri elementi (come gli errori di misurazione, i furti e quelli dovuti a perdite diverse da quelle stimate) hanno in questi anni aumentato i delta *in-out*, che spesso rappresentano per gli *shipper* una partita di sbilanciamento difficile da prevedere e gestire, anche perché comunicata ex-post a fine mese, aumentando esponenzialmente i costi di sbilanciamento. Secondo i dati ARERA i delta storici si sono rivelati molto variabili con punte molto elevate (in media anche fino all'8%, DCO 570/2016).

L'ampia revisione della disciplina del *settlement* (Delibera 72/2018), che prenderà avvio a gennaio 2020, è finalizzata ad affinare le stime dei prelievi e minimizzare le partite di competenza degli *shipper* non imputabile a comportamenti errati degli stessi ma piuttosto al sistema.

L'ATTRIBUZIONE DI NUOVI COMPITI AL SII

Un primo miglioramento riguarda la disponibilità delle informazioni sui prelievi misurati e la loro elaborazione. Nella nuova disciplina del *settlement gas* al Sistema Informativo Integrato (SII) è stata attribuita l'attività, precedentemente svolta dalle imprese di distribuzione, di aggregazione delle misure destinate a Snam. Entro il mese di luglio, il SII deve dunque provvedere alla determinazione del prelievo annuo di ciascun PdR e all'attribuzione a questi di un profilo di prelievo standard. L'attribuzione dei nuovi compiti al SII da maggiore efficienza al sistema: le misure saranno aggregate da un unico soggetto e non più da una moltitudine di imprese di distribuzione, le quali si limiteranno al trasferimento dei dati di propria competenza.

TAG

natural gas, network regulation,
smart metering

IL LOAD-PROFILING DINAMICO

Un secondo elemento è l'affinamento delle stime dei prelievi giornalieri, nei modi e nelle tempistiche.

Il fattore di correzione climatica Wkr che corregge i profili standard in base alle condizioni climatiche è già presente nella disciplina attuale, sebbene sia stato posto sempre uguale a 1. Con la finalità di rendere dinamici i profili standard, ARERA ha dato mandato a Snam di pubblicare un nuovo fattore di correzione climatica Wkr che potesse essere aggiornato quotidianamente in relazione alle temperature.

Il fattore Wkr è dato dal rapporto tra i consumi termici stimati a temperature effettive e i consumi termici a condizioni climatiche di riferimento. Il valore dei consumi termici a temperature di riferimento non può essere osservato dai dati e deve essere stimato. Snam ha quindi effettuato un'analisi che identifica la relazione tra i consumi gas e le temperature e ha stimato il valore dei consumi previsti a temperature effettive e a temperature di riferimento.

La stima della reazione dei consumi alle temperature è stata effettuata per ciascuna delle 18 regioni climatiche in cui è suddivisa l'Italia. Tramite l'utilizzo di un modello econometrico, utilizzando i dati del campione PdR con contatore smart meter, è stata ottenuta una reazione non lineare dei consumi termici al variare delle temperature. La funzione di reazione, stimata tramite un modello che include variabili di controllo della stagionalità, definisce come i consumi di un PdR rispondano al variare delle temperature di un dato giorno e di quello precedente, ovvero al netto dell'effetto che le caratteristiche del consumatore e delle abitazioni hanno sui suoi consumi.

Il fattore Wkr risulta uguale a 1 e non influisce nella determinazione giornaliera dei profili standard quando le temperature effettive sono identiche a quelle di riferimento. Risulta invece maggiore o minore di 1 a seconda che le temperature effettive siano rispettivamente inferiori o superiori rispetto a quelle di riferimento. In un periodo freddo dell'anno, come la stagione in cui vengono accesi i riscaldamenti, le stime di prelievo legate ai profili standard prevedono consumi più alti rispetto ad altri momenti. Se per eventi climatici eccezionali farà più caldo i consumi effettivi risulteranno decisamente inferiori rispetto alle stime da prelievo standard. Il compito del Wkr è appunto quello di aggiustare i profili in relazione alle variazioni di temperature. Come conseguenza i prelievi allocati ai singoli consumatori potranno essere in un anno diversi dal consumo annuale stimato ex-ante in base alle vecchie letture (mentre attualmente è prevista l'uguaglianza dei due valori).

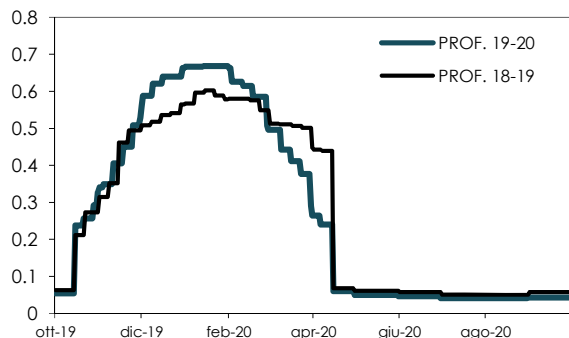
Nel nuovo regime, ogni giorno, vengono pubblicate sia la stima del Wkr day-ahead, ovvero per il giorno successivo, basato sulle previsioni di temperatura, sia due stime del Wkr intraday rispettivamente alle ore 11 e 18 che riferiscono al giorno stesso, in base all'aggiornamento progressivo delle temperature effettive. Oltre alla stima Wkr per il giorno successivo, vengono fatte anche delle stime per i giorni seguenti. Tuttavia, la complessità di previsione della variabile meteo risulta molto alta dopo più di due giorni e comporta un rischio maggiore d'imprecisione delle previsioni che riducono l'affidabilità della relativa stima del Wkr . Infine, viene pubblicato il valore del Wkr ex post per il giorno precedente che è calcolato a temperature effettive consuntivate.

IL NUOVO RUOLO DEL RESPONSABILE DEL BILANCIAMENTO

Il terzo elemento attorno a cui ruota la nuova disciplina è il differente trattamento del delta *in-out* presso ciascun *city gate*. Questo ammontare non verrà più allocato a fine mese sul bilancio degli *shipper* ma gestito da Snam. Questo dovrebbe consentire diversi vantaggi. A livello nazionale si possono infatti compensare errori di stima di segno opposto. Inoltre, Snam potrà approvvigionare almeno parte del delta (sulla base delle stime progressivamente disponibili) sul mercato del gas, tentando di minimizzare i costi di approvvigionamento (opzione non disponibile adesso agli *shipper* che devono approvvigionarsi sulla apposita sessione di bilanciamento a fine mese, quindi ex-post).

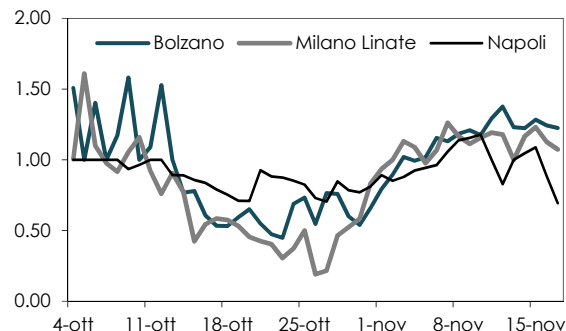
A copertura del costo del delta *in-out* è stata istituita una apposita componente tariffaria $CRVst$ con valore unico a livello nazionale. Tale componente alimenterebbe un nuovo fondo (fondo per la copertura degli oneri connessi al sistema di *settlement gas*), che si aggiunge a quello per la copertura degli oneri connessi al sistema del bilanciamento gas, finanziato dal corrispettivo $CRVbl$.

FIGURA 1. PROFILO UTENTE DOMESTICO ZONA CLIMATICA E CATEGORIA D'USO C3



Fonte: ARERA

FIGURA 2. DIFFERENZA VALORI WKR TRA REGIONI CLIMATICHE



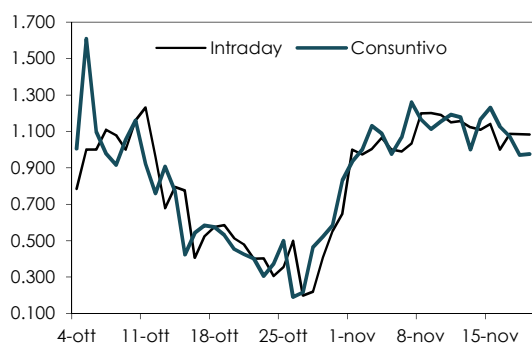
Fonte: dati SNAM

FIGURA 3. VALORI WKR DAY-AHEAD E CONSUNTIVO



Fonte: dati SNAM

FIGURA 4. VALORI WKR INTRADAY E CONSUNTIVO



Fonte: dati SNAM

LA REVISIONE DEI PROFILI DI PRELIEVO STANDARD

Infine, un'ultima modifica riguarda la profilazione standard. Da quest'anno la revisione annuale dei profili è stata assegnata a Snam (prima veniva fatta da ARERA). Snam ha subito utilizzato la nuova competenza assegnata rivedendo i profili base per riscaldamento e per uso cottura (profilo C1 e C2) e conseguentemente tutte le combinazioni relative che definiscono i 57 profili. In particolare nel profilo c sono stati ridotti i prelievi del periodo primaverile, aumentando quelli del periodo invernale di punta.

La **Figura 1** riporta a titolo esemplificativo il confronto tra vecchio e nuovo profilo per i clienti che utilizzano il gas per riscaldamento e uso cottura (C3) in una delle zone più fredde (E).

VERSO UN VERO MIGLIORAMENTO?

Da fine settembre 2019 Snam pubblica i valori del *Wkr day-ahead* e *intraday* per le 18 regioni climatiche italiane a scopo illustrativo. L'analisi dei valori pubblicati può aiutare a comprendere come varieranno le posizioni dei singoli *shipper* a seguito dell'ufficializzazione del *Wkr* e se le pubblicazioni *intraday* saranno in grado di aiutare effettivamente gli operatori a bilanciare le posizioni con il ricorso al mercato.

Il *Wkr* nel periodo in cui è stato pubblicato è oscillato tra un minimo di 0.083 osservato nella regione climatica di Roma e un massimo di 1.982 nella regione di Perugia. Osservando nel dettaglio la regione climatica di Milano Linate (scelta a scopo esemplificativo) il *range* di valori consuntivi del *Wkr* nei due mesi di ottobre e novembre è oscillato tra 0.191 e 1.609. Quando verrà applicato il *Wkr* potrà dunque variare la componente riscaldamento del profilo standard.

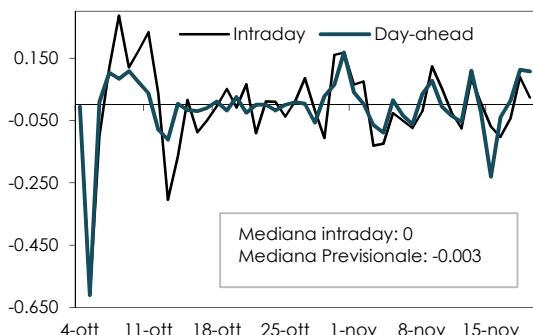
Prendendo in considerazione i dati di tre diverse regioni climatiche si osservano andamenti simili ma con variabilità diverse. In particolare, nelle regioni climatiche più fredde il *Wkr* registra più oscillazioni rispetto a quelle più calde. La reazione dei consumi rispetto alle temperature è infatti maggiore. Nell'ottobre 2019, mese che è risultato più caldo rispetto agli ultimi 10 anni di circa 2 gradi centigradi, il fattore di correzione climatica si è abbassato nella regione di Milano Linate fino a 0.19 e in quella di Bolzano a 0.45, mentre in quella di Napoli si è attestato sempre vicino al valore 1 (**Figura 2**): nella regione climatica di Napoli, dove le temperature autunnali sono generalmente più miti, le stime dei prelievi sono fin dall'inizio inferiori rispetto a Milano Linate e a Bolzano e un eventuale aumento delle temperature non incide sui consumi gas.

La pubblicazione di valori provvisori (*day-ahead* e *intraday*) basati sulle previsioni delle temperature dovrebbe aiutare gli operatori nella stima del *Wkr* consuntivo e quindi dare una indicazione per il bilanciamento.

I valori stimati *day-ahead* e *intraday* sono generalmente in linea con quelli consuntivi, confermando la bontà del *Wkr* provvisorio come stima di quello consuntivo. Tuttavia nella prima parte del mese di ottobre i due valori si sono discostati sensibilmente (**Figure 3 e 4**), segno di temperature previste molto diverse da quelle effettive. In effetti ci si può attendere che l'inizio delle stagioni autunnali e primaverili sia caratterizzato da una maggiore volatilità delle previsioni.

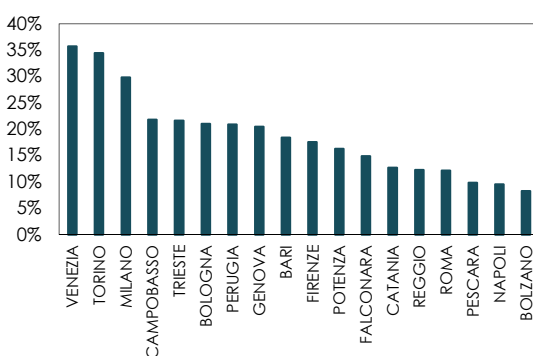
La media dei valori *Wkr day-ahead* (0.844) risulta più vicina ai valori consuntivi (0.849) della media dei valori *intraday* (0.841). Mentre analizzando la mediana si ha il contrario, questa risulta infatti pari a 0 per i valori *intraday* e pari a -0.003 per quelli *day-ahead*. Poiché la mediana è più rappresentativa dei valori più frequenti, questa dimostrerebbe la maggiore precisione dei valori *Wkr intra-day* rispetto a quelli *day-ahead* nello stimare il *Wkr* consuntivo. Tuttavia ci sono eccezioni, per cui non è detto che con l'avvicinarsi al tempo reale le previsioni siano sempre migliori (**Figura 5**).

FIGURA 5. SCOSTAMENTO DA VALORE CONSUNTIVO



Fonte: elaborazioni REF-E su dati SNAM

FIGURA 6. MASSIMA RIDUZIONE DELTA IN-OUT



Fonte: Relazione SNAM

I NUOVI PROFILI RIDUCONO IL DELTA IN-OUT?

Le stime effettuate da Snam in seguito all'adozione dei profili modificati e all'applicazione dei coefficienti *Wkr* mostrano che la nuova metodologia contribuisce a ridurre il delta *in-out* medio, ma con differenze a seconda della regione climatica. In particolare, le riduzioni percentuali maggiori sono ottenute nelle regioni di Torino e Venezia con valori prossimi al 35% e di Milano con circa il 30% (**Figura 6**). Altre regioni come Pescara, Napoli e Bolzano hanno invece risposto con valori percentuali inferiori.

La differenza tra le regioni è dovuta al minore o maggiore impatto della componente climatica. I limiti al miglioramento risentono invece della composizione dell'equazione dei profili di prelievo standard. Si tratta infatti di una formula composta da una somma di valori scalari e, data l'incidenza del fattore *Wkr* sulla sola componente associata all'uso del riscaldamento, i miglioramenti hanno un impatto limitato sul valore finale.

LE NUOVE MISURE PREVISTE

Sebbene le modifiche apportate sembrano in grado di migliorare l'organizzazione del *settlement*, riducendo i rischi per gli operatori, alcune questioni rimangono aperte. I provvedimenti attuati sembrano infatti in grado di ridurre solo parzialmente i delta *in-out*. Questo sia perché il *load profiling* dinamico si applica comunque a profili standard definiti in base a una singola equazione, e gli errori di stima possono essere elevati, sia perché le temperature non sono l'unica causa di questo delta.

A questo proposito ARERA ha previsto altre azioni che potrebbero contribuire a ridurre i delta.

RESPONSABILIZZAZIONE DEI DISTRIBUTORI

La parte del delta *in-out* che non dipende dagli errori di stima ricade nell'area di operatività del distributore: perdite elevate, mancate misurazioni, ritardata gestione della morosità. A tal proposito il distributore ha oggi poco o nessun incentivo a ottimizzare le operazioni sulla rete in modo da minimizzare i prelievi non autorizzati o non censiti. ARERA ha dunque affermato la necessità di regole che responsabilizzino maggiormente i distributori, tenendo conto anche delle esperienze di altri paesi europei. Ad esempio, in Spagna, Francia e Regno Unito vi è una parziale responsabilizzazione delle imprese di distribuzione in merito alla gestione delle perdite. In Italia, con riferimento al *settlement* elettrico, è attivo un sistema di incentivazione in capo alle imprese distributrici per la minimizzazione delle perdite sulle reti di distribuzione. Nonostante l'imminenza del nuovo *settlement* ARERA non ha ancora avviato la consultazione in materia.

AUMENTO FREQUENZA LETTURE

Il problema della stima si risolve definitivamente effettuando letture giornaliere. Queste sono possibili su larga scala grazie all'introduzione degli *smart meter*, introduzione che ARERA ha reso obbligatorio anche per la maggior parte dei consumatori domestici (entro il 2023 tutti i distributori esclusi quelli sotto 50 mila PdR dovranno aver coperto l'85% dei clienti). Al 2018 la quota di PdR già dotati di *smart meter* ammontava al 32% (64% per i condomini). Tuttavia a oggi gli obblighi di lettura non sono variati e anche laddove è disponibile la telelettura questa viene effettuata una volta all'anno. Le nuove proposte ARERA (DCO 487/2019) prevedono un aumento della raccolta di misure dei contatori *smart meter* di classe G4 e G6 da parte delle imprese distributrici. Si tratterebbe di 6 letture annue con cadenza bimestrale per gli *smart meter* riferiti a PdR fino a 5 mila Smc/anno e di letture mensili nel caso di in cui i volumi siano superiori a 5 mila Smc/anno (**Tabella 1**). Per i misuratori tradizionali sono invece confermati gli obblighi attuali ma nei casi in

TABELLA 1. OBBLIGHI DI RACCOLTA PER PDR DOTATO DI SMART METER

Tipologia PdR	Frequenza raccolta misura attuale	Frequenza raccolta misura DCO 487/2019
consumi fino a 500 Smc/annuo	1 tentativo l'anno	6 tentativi l'anno
consumi tra 500 e 1500 Smc/annuo	2 tentativi l'anno	6 tentativi l'anno
consumi tra 1500 e 5000 Smc/annuo	3 tentativi l'anno	6 tentativi l'anno
consumi superiori a 5000 Smc/annuo	1 tentativo mensile	1 tentativo mensile

Fonte: ARERA

cui l'impresa di distribuzione non sia riuscita a rilevare dati per un anno deve procedere all'installazione di uno *smart meter*. L'aumento delle letture degli *smart meter* non comporterà tuttavia l'obbligo di dettaglio giornaliero per i clienti con consumi inferiori a 5 mila Smc/anno. L'obiettivo dichiarato di ARERA di arrivare a rilevazioni con dettaglio giornaliero per tutte le tipologie di consumo non verrà quindi raggiunto nel breve periodo, ma piuttosto nel successivo periodo regolatorio.

ASTE PER LIMITARE I COSTI

Il timore che i delta in-out siano elevati riflette il rischio che gli acquisti di Snam sul mercato giornaliero arrivino a volumi tali da influenzare i risultati. Mediamente sul mercato *spot* del gas vengono scambiati poco più di 10 MSmc, mentre i delta possono arrivare anche a 30 MSmc giornalieri. L'acquisto sul mercato potrebbe dunque spostare gli equilibri, con rischi di rialzo di prezzi. Questo comporterebbe un aumento dei costi di sbilanciamento per gli operatori come anche dei costi sostenuti da Snam e trasferiti sulle tariffe di trasporto. Il correttivo proposto da Snam e approvato da ARERA a inizio novembre (451/2019) è quello di effettuare aste bilaterali a prezzo marginale relative a un singolo giorno gas. Queste aste, trattandosi di prodotti giornalieri, si svolgono all'interno del mercato a pronti del gas (*MPGAS*) e vi possono partecipare tutti gli operatori ammessi a tale mercato senza necessità di ulteriori adempimenti. Snam partecipa alle aste ai soli fini dell'approvvigionamento dei quantitativi per il funzionamento del sistema di cui il delta in-out copre la quota maggiore. I prezzi offerti in acquisto e di vendita da Snam sono stati fissati da ARERA, con il fine di limitare possibili esiti anomali. Il prezzo offerto in acquisto è pari alla media, aumentata di 30 €/MWh, del *System Average Price* dei 7 giorni precedenti a quello di negoziazione mentre il prezzo offerto vendita è fissato a 0 €/MWh. I prezzi effettivi saranno dati dall'incrocio tra la curva di offerta/vendita di Snam (inelastica al prezzo) e quella di vendita/offerta degli operatori.

I DUBBI DA RISOLVERE

La legge di Bilancio 2018, modificando le tempistiche di prescrizione della bolletta di conguaglio, passati da 5 a 2 anni, ha ridotto il periodo di tempo in cui i venditori possono riversare sui consumatori finali eventuali partite di aggiustamento del *settlement*. La bolletta di conguaglio riguarda un periodo precedente a quello di fatturazione della bolletta appena emessa. Il conguaglio arriva in diverse occasioni, quando ad esempio i consumi fatturati non erano reali ma stimati o se non vengono pagate le bollette per un certo periodo. In questo modo i consumatori hanno l'obbligo di pagare solo in riferimento agli ultimi 2 anni. La ratio di questa legge risiede nella tutela del consumatore di fronte ai ritardi del distributore dovuti a: ritardi nelle letture, contatori rotti, blocco di fatturazioni e rettifiche del dato di misura precedentemente fornito dal distributore.

Proprio in relazione a quest'ultimo punto si inserisce la mancata conciliazione con le regole della disciplina del *settlement* la quale prevede un possibile aggiustamento delle posizioni economiche degli *shipper* fino a 5 anni prima. La possibilità che la misura rilevata inizialmente sia diversa a distanza di più di due anni non consente allo *shipper* di incassare il pagamento dovuto da parte dei consumatori. La raccolta dei dati sulle misure non è tuttavia loro diretto compito ma l'inerzia o le difficoltà di reperimento di dati aggiornati da parte delle imprese di distribuzione ricadono sui bilanci degli *shipper*.

IMPRESE E ISTITUZIONI

LA QUARTA LISTA DEI PROGETTI D'INTERESSE COMUNE

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Regolamento \(UE\) N. 347/2013](#)

ARTICOLI CORRELATI

- I *Project of Common Interest*: il punto della situazione in attesa della nuova lista ([Newsletter 230](#))

Poche sorprese nell'aggiornamento biennale della lista dei progetti prioritari per la crescita del mercato unico europeo: all'entusiasmo delle prime liste, largamente rimaste sulla carta, subentra un atteggiamento di maggiore prudenza, con ACER che ammonisce sulle modalità di computo dei benefici.

Lo scorso ottobre la Commissione Europea ha adottato la quarta lista dei Progetti d'Interesse Comune (PCI) che da continuità allo sviluppo di infrastrutture energetiche nell'Unione Europea. Sotto la regolazione *Trans European Network Energy* (TEN-E), approvata nel 2013, la Commissione identifica le più importanti infrastrutture elettriche e gas insieme a progetti di oleodotti, *smart grids* e di trasporto di CO₂, che possono beneficiare di processi autorizzativi semplificati e del diritto di fare richiesta per i fondi del *Connecting Europe Facility* (CEF). La strategia TEN-E ha identificato 9 corridoi che richiedono urgenti sviluppi infrastrutturali e 3 aree tematiche prioritarie.

In quest'ultima lista di PCI i progetti elettrici coprono il 68% circa del totale con 89 linee di trasmissione e 13 *storage* (**Figura 1**). Tale numero, in linea con la precedente lista del 2017, riflette il crescente ruolo dell'energia elettrica. I maggiori consumi e le crescenti quote di energia rinnovabile immessa in rete rendono necessaria una rete di linee di trasmissione elettrica più ramificata che consenta maggiori scambi tra paesi. Nel settore del gas si presenta invece una situazione diversa con un significativo calo dei PCI rispetto alla lista precedente. I progetti sono passati da 53 a 32, coprendo il 21% del totale complessivo. La Commissione ritiene che l'attuale rete di gasdotti in Europa sia adeguatamente interconnessa e resistente a eventuali *shock* di aumento della domanda. Solo 6 (pari al 4%) sono invece i progetti di oleodotti che però non possono ricevere i fondi CEF in quanto la tecnologia utilizzata non è in linea con i *target* europei di energia pulita.

Il restante 7% consiste in progetti per l'efficienza energetica, le *smart grids*, e per il trasporto della CO₂, per un totale di 11 PCI. Le *smart grids* utilizzano le informazioni della rete di distribuzione elettrica per efficientare l'utilizzo di energia riducendone lo spreco, minimizzando i sovraccarichi e le variazioni della tensione e gestendo il surplus di energie rinnovabili redistribuendoli in aree limitrofe. I progetti di *smart grids* attualmente in

corso sono concentrati principalmente in Europa centrale, dove sono presenti i maggiori flussi di energia elettrica. I progetti di trasporto di CO₂, principalmente presenti nel Mare del Nord, sono progetti che prevedono la cattura della CO₂ e il suo successivo trasporto allo stato liquido in un apposito sito in grado di contenere tale gas per un lungo periodo di tempo.

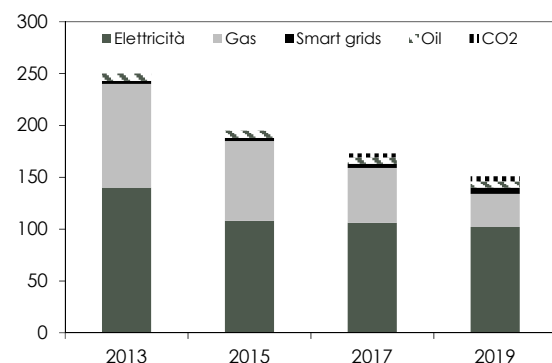
La realizzabilità di questa quota marginale di progetti appare ancora oggi molto difficile: presentano date di realizzazione molto avanzate nel tempo e linee guida per gli studi di fattibilità in continuo cambiamento. Questo è dovuto alla novità delle tecnologie utilizzate e alla difficoltà di ottenere accordi tra i paesi coinvolti.

LA REALTÀ ITALIANA

Sebbene l'Italia abbia subito una riduzione del numero di PCI rispetto al 2017, passando da 13 a 10, la centralità geografica la rende protagonista di interconnessioni con molti paesi. I progetti di trasmissione elettrica sono collocati per la quasi totalità alla frontiera Nord, l'unica eccezione è l'elettrodotto che unisce la Tunisia alla Sicilia (**Tabella 1**). Nel gas si confermano i gasdotti con Malta, Grecia (Poseidon) e i vari tratti del *Southern Gas Corridor*: TAP e la dorsale adriatica.

Si sono aggiunti i progetti di incremento della capacità di trasporto in Puglia, nella parte sud della dorsale adriatica, e un nuovo gasdotto di 100 km che collegando l'Ungheria alla Slovenia si unisce al confine italiano nei pressi di Gorizia. Il primo è conseguente alla costruzione del TAP in quanto consente l'incremento della capacità di entrata in Puglia senza incrementare la capacità complessiva del sistema da Sud. Il secondo è invece un gasdotto bidirezionale che consente all'Ungheria di acquistare gas naturale liquefatto (GNL) dai terminali italiani e di accrescere la diversificazione delle fonti di provenienza del gas. La situazione ungherese

FIGURA 1. EVOLUZIONE NUMERO DI PCI NELLE LISTE



Fonte: Commissione Europea

TAG

electricity, natural gas, network regulation

TABELLA 1. PROGETTI IN ITALIA NELLA QUARTE LISTA

Progetto	Settore	Paese 1	Paese 2	Stato dei lavori	Completamento
Interconnessione	Elettricità	Sicilia (IT)	Tunisi (TU)	Valutazioni fattibilità	2027
Interconnessione	Elettricità	Somplago (IT)	Wurmlach (AT)	Richiesta permessi	2022
Interconnessione	Elettricità	Salgareda (IT)	Divaca (SI)	Valutazioni fattibilità	Dopo 2030
Interconnessione	Elettricità	Verderio (IT)	Thusis (CH)	Richiesta permessi	2024
Interconnessione	Elettricità	Codrongianos (IT)	Lucciana (FR)	Richiesta permessi	2024
Interconnessione	Gas	Gela (IT)	Malta	Richiesta permessi	2024
Interconnessione	Gas	San Foca (IT)	Fier (AL)	In costruzione	2020
Interconnessione	Gas	Italia	Grecia	Richiesta permessi	2023
Linea interna	Gas	Matagioia (IT)	Massafra (IT)	N.A.	2026
Interconnessione	Petrolio	Trieste (IT)	Ingolstadt (DE)	N.A.	N.A.

Fonte: Commissione Europea

è dipendente dai maggiori prezzi offerti dalla Croazia, rispetto a quelli disponibili sul mercato, dai dubbi legati alla costruzione del terminale di GNL croato e dall'incerto inizio dell'estrazione del gas nel Mar Nero rumeno.

Non sono invece stati riproposti nella nuova lista 6 progetti italiani ormai al termine dei lavori, tra cui l'elettrodotto con il Montenegro, terminato a metà novembre e che entrerà in esercizio entro l'anno. Il progetto che unisce i due paesi attraverso il Mar Adriatico consente uno scambio di elettricità bidirezionale per una potenza di 600 MW, potenza che verrà successivamente raddoppiata con un secondo cavo previsto per il 2026. Il progetto di metanizzazione della Sardegna è fuori dalla lista ma rimane sia nel piano di sviluppo decennale di Snam che nel *Ten Year Network Development Plan 2020* (TYNDP) dove la data di completamento prevista è fissata al 2025. Dopo l'esclusione del progetto che univa la Sardegna all'Algeria i progetti che coinvolgono l'isola oltre la dorsale interna sono il collegamento virtuale che la unisce alla Toscana e quindi al continente tramite la costruzione di terminali di rigassificazione. La bozza del TYNDP 2020 prevede come data di realizzazione del progetto Sardegna-Toscana il 2021.

I DUBBI SULLA SELEZIONE DEI PROGETTI

L'iter procedurale dei PCI, previsto dalla regolazione TEN-E, prende avvio con la presentazione da parte dei Promotori di un progetto. Il processo di selezione dei PCI avviene su base regionale ed è coordinato dai Gruppi Regionali dei quali fanno parte: l'*Agency for the Cooperation of Energy Regulators* (ACER), lo *European Network of Transmission System Operator* (ENTSO), la Commissione Europea, i rappresentanti dei ministeri di competenza, i singoli gestori dei sistemi di trasmissione e altri promotori di progetti. Le organizzazioni dei consumatori e ambientali sono invitate a partecipare e contribuire al lavoro dei Gruppi Regionali. La valutazione dei progetti, secondo dei precisi parametri, viene eseguita da ACER e la definitiva approvazione della lista dei PCI passa attraverso la Commissione.

Nei due documenti, uno per i progetti del settore elettrico e uno per il gas, rilasciati a fine settembre da ACER (No 18/2019 e No 19/2019), sono state espresse le opinioni in merito alla selezione dei PCI per l'inserimento nella quarta lista. I commenti riguardano l'organizzazione e la metodologia del processo di selezione dei PCI.

Uno dei problemi riscontrati attiene alle tempistiche del processo di selezione. I PCI vengono selezionati all'interno della lista dei progetti presenti nel TYNDP. Nel momento in cui sono stati proposti i PCI nel novembre 2018 non era ancora stato finalizzato il TYNDP 2018 né era stato integrato con i commenti di ACER e delle *National Regulatory Authority* (NRA) coinvolte nei vari progetti. Il disallineamento nelle tempistiche ha comportato che alcuni cambiamenti nelle caratteristiche tecniche dei progetti e nei calcoli delle analisi costi-benefici non venissero considerate dai Promotori dei PCI. È infatti fondamentale che le informazioni chiave dei progetti candidati, come i costi e i benefici che impattano significativamente sulla valutazione, siano finalizzate prima dell'inizio del processo di selezione.

Secondo ACER, la metodologia di selezione è risultata poco trasparente nella messa a disposizione di diverse informazioni. Non sono stati pubblicati o condivisi con i vari stakeholder il metodo di calcolo dei benefici non monetizzabili, l'impatto dei precedenti monitoraggi di ACER e le regole per il calcolo del valore attuale netto. Infine, il calcolo dei benefici monetizzabili, il cui valore è considerato come elemento principale per la redazione della classifica finale dei PCI, non è stato inoltrato né ai Gruppi Regionali né ad ACER.

Queste mancanze hanno portato all'inclusione di diversi progetti fortemente criticati dalle rispettive NRA. In Italia, ARERA ha comunicato l'impossibilità di valutare il progetto di interconnessione Italia-Tunisia in quanto ritiene che i benefici del progetto espressi nel TYNDP 2018 non siano affidabili. Ha aggiunto che l'inclusione nella lista dei PCI debba essere condizionata al perfezionamento di ulteriori studi di fattibilità. Molti dubbi sono stati sollevati anche per il progetto di interconnessione con la Slovenia in relazione alle incertezze sulle caratteristiche tecniche del progetto. A livello europeo il progetto che ha suscitato le maggiori reazioni in virtù dei disaccordi tra le due NRA coinvolte è l'interconnessione elettrica "Aragon-Atlantic Pyrenees" che unisce Spagna e Francia sul versante atlantico. I contrasti sono dovuti all'implementazione di due diverse metodologie di analisi costi-benefici che hanno dato risultati opposti.

L'altra problematica evidenziata attiene alla modalità di identificazione delle infrastrutture necessarie all'interno dell'Unione Europea. I calcoli effettuati da ENTSO sono stati ritenuti da ACER inadeguati in quanto le analisi sono svolte solo per l'anno 2040 e non per il 2025 e il 2030 che sono gli anni utilizzati per le analisi costi-benefici. L'utilizzo del solo anno 2040 può comportare risultati errati nel breve termine che si riflettono nella realizzazione di infrastrutture energetiche dagli scarsi benefici. ACER ritiene che l'orizzonte temporale massimo sul quale calcolare le necessità infrastrutturali future sia pari a dieci anni.

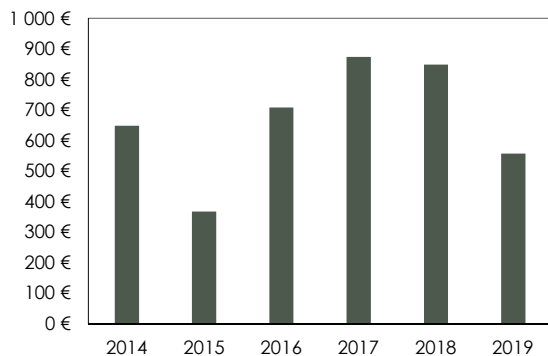
IL RUOLO MARGINALE DEL CEF

Oltre al beneficio di un più breve iter di approvazione, lo status di PCI è un prerequisito per l'accesso ai fondi del CEF. Si tratta di un fondo che finanzia progetti d'infrastrutture a livello europeo nei settori dell'energia, delle telecomunicazioni e dei trasporti. In aggiunta ai possibili finanziamenti il CEF si configura anche come meccanismo che offre supporto finanziario tramite l'utilizzo di strumenti come l'emissione di titoli obbligazionari per il finanziamento progetto. Nel corso degli ultimi 6 anni sono stati attribuiti più di 4 miliardi di euro; una cifra significativa per lo sviluppo della rete infrastrutturale energetica (Figura 2).

Nel dettaglio dell'ultimo anno sono stati erogati 556 milioni di euro a 8 PCI, 6 elettrici e 2 gas. In particolare, al progetto di interconnessione elettrica tra Francia e Irlanda è stato attribuito un ammontare pari a 530 milioni di euro, pari al 95% dei fondi complessivi, per lavori di costruzione. I rimanenti 26 milioni di euro sono invece adibiti a preliminari studi di fattibilità. Emerge dunque uno scarso impatto dei fondi CEF sul totale dei PCI data la sua erogazione a un numero limitato di progetti (inferiore al 10%). A questo si aggiunge la possibilità che i soldi erogati per l'approfondimento di fasi iniziali di studio non vedano in seguito la realizzazione del progetto a causa della rimozione dello stesso dalle successive liste.

È presente anche un disallineamento temporale tra la pubblicazione della lista dei PCI e l'assegnazione dei fondi. La presentazione delle domande di accesso ai fondi avviene prima della scelta dei progetti da inserire nella lista. Oltre al rischio che un progetto veda l'approvazione di fondi CEF e non rientri nella successiva lista dei PCI, l'attribuzione dei fondi non è aggiornata alle più recenti necessità del sistema.

FIGURA 2. FONDI PER I PCI



Fonte: Commissione Europea

GARE GAS

MONITORAGGIO GARE GAS

La successiva rassegna di articoli fa riferimento agli eventi più salienti del periodo giugno-novembre, riprendendo l'appuntamento mensile di monitoraggio sul mondo delle gare.

La più nutrita sezione è dunque articolata in Bandi di Gara, Strategie e Ricorsi, con una disposizione in ordine temporale degli eventi.

BANDI DI GARA

- Il vincitore del bando di gara per l'ATEM di **AOSTA** è Italgas che si è posizionato davanti a AGSM e Energie des Alpes. La gestione inizierà a inizio 2020 una volta conclusi gli ultimi passaggi formali per l'assegnazione. Il bando prevedeva un valore di 67,648 milioni di euro con un valore di rimborso da corrispondere al gestore uscente di circa 33,567 milioni di euro, anche se la stessa Italgas già controlla l'intero ATEM. **AOSTA** comprende 24 Comuni per circa 20 mila PDR e una rete di 362 km, per un valore RAB pari a 41 milioni di euro. L'unico operatore è Italgas che detiene la totalità dei PDR.
- Nell'ATEM di **BELLUNO** sono state aperte le buste contenenti le offerte dei partecipanti. L'offerta migliore è stata ritenuta quella di Italgas, seguita da Ascopiave, 2i Rete Gas e Erogasmet. Bim, società che detiene l'80% dei PDR dell'ATEM, non ha partecipato e lamenta un valore fissato del VIR inferiore alle aspettative. **BELLUNO** comprende 42 Comuni per circa 45 mila PDR e una rete di 981 km, per un valore RAB pari a 39 milioni di euro. Bim controlla la maggiore quota di mercato, pari a circa l'81% dei PDR dell'ATEM. Italgas è il secondo operatore con il 19% dei PDR.
- Dopo avere ritenuto idonei i valori di VIR presenti nell'ATEM di **MODENA 1**, a fine luglio l'ARERA ha comunicato la pubblicazione (delibera 298/2019/R/gas) dei commenti riguardanti la documentazione di gara inviata dal Comune di Modena in qualità di stazione appaltante. Tuttavia tale delibera non è ancora stata pubblicata da parte dell'ARERA. **MODENA 1** comprende 25 Comuni per circa 230 mila PDR e una rete di 3,105 km, per un valore RAB pari a 150 milioni di euro. Hera controlla la maggiore quota di mercato, pari a circa il 53% dei PDR dell'ATEM. AIMAG SpA è il secondo operatore con quasi la totalità dei restanti PDR (46%), mentre il terzo operatore 2i Rete Gas controlla l'1% del totale.
- A inizio luglio l'ARERA ha ricevuto la documentazione gara da parte del Comune di La Spezia per il bando del relativo ATEM. Sono state poi richieste integrazioni nella documentazione inviata con la conseguente sospensione dell'analisi del bando di gara. Il Comune ha prontamente fornito i dati richiesti alla fine del mese di luglio rendendo plausibile il completamento delle analisi entro l'anno, attualmente previsto per il 6 dicembre 2019. **LA SPEZIA** comprende 30 Comuni per oltre 111 mila PDR e una rete di 1,425 km per un valore RAB stimato a circa 105 milioni di euro. Italgas è l'unico operatore presente nell'ATEM.
- A fine agosto, il Comune di Napoli, in qualità di stazione appaltante, ha pubblicato il bando per il servizio di distribuzione gas nell'ATEM di **NAPOLI 1**. La procedura è di tipo aperta. Il termine di presentazione delle offerte era stato inizialmente fissato al 21 ottobre 2019 per poi essere posticipato al 20 febbraio 2020. Le motivazioni, come si legge nella nota dell'Antitrust sono dovute a un'iniziale data di scadenza troppo ravvicinata per consentire un'adeguata elaborazione delle offerte e a una mancanza di informazioni sugli impianti presenti nell'ATEM. **NAPOLI 1** comprende 6 Comuni, ospita circa 390 PDR, una rete di circa 1,720 km e una RAB totale di circa 296 milioni di euro. Nell'ATEM è presente un solo operatore, Italgas che detiene il 100% delle quote di mercato. Dai commenti dell'ARERA relativi alla documentazione fornita si evince che sono stati rispettati tutti i criteri sebbene nell'analisi costi/benefici allegata al bando il rapporto tra metano ed energia elettrica risulti sfavorevole nei confronti di quest'ultima fonte di energia comportando emissioni di CO2 non perfettamente in linea con i parametri previsti.
- Dopo 4 rinvii il termine di presentazione della domanda di partecipazione alla gara per **UDINE 2** è scaduto a fine settembre. Non hanno ancora fatto seguito notizie sull'esito del bando né sul numero di partecipanti. Il valore di rimborso era stato aumentato a circa 65,180 milioni di euro. **UDINE 2** comprende 20 Comuni e ospita circa 90 mila PDR, una rete di circa 1,191 km. La RAB totale stimata è di circa 43 milioni di euro. Tre dei quattro principali operatori nazionali sono attivi nell'ATEM. Hera controlla la maggiore quota di mercato, pari a circa il 90% dei PDR nell'ATEM. A2A è il secondo operatore con una quota del circa 5% e 2i Rete Gas il terzo, con circa il 2%.
- Dopo la pubblicazione di fine maggio del bando per il servizio di distribuzione nell'ATEM di **TORINO 1** il termine di presentazione delle offerte, inizialmente previsto per il 12 settembre 2019, è stato posticipato al 11 dicembre 2019. **TORINO 1** comprende 6 Comuni, di cui nessuno montano; ospita circa 566 mila PDR, una rete di circa 1,978 km e una RAB totale di circa 426 milioni di euro. Il 100% delle quote di mercato è detenuto da Italgas, l'unico operatore presente nell'ATEM.

- Ulteriori rinvii hanno riguardato il termine di presentazione della domanda di partecipazione alla gara per **VICENZA 3** che è stato posticipato di 3 mesi a fine marzo 2020. L'ATEM comprende 43 Comuni e ospita circa 102 mila PDR con una rete di circa 1,824 km. La RAB totale stimata è di circa 62 milioni di euro. Ascopiave è l'operatore che controlla la maggior quota di mercato con oltre il 78% di PDR. Seguono Edison con il 9% e A2A con il 6%.
- Il termine di presentazione della domanda di partecipazione alla gara per **LODI 1** è stato posticipato di un anno a settembre 2020. L'ATEM comprende 27 Comuni e ospita circa 58 mila PDR con una rete di circa 600 km. La RAB totale stimata è di circa 45 milioni di euro. 2i Rete Gas è l'operatore che controlla la maggior quota di mercato con circa il 56% di PDR a cui segue A2A con il 44%.
- Il termine di presentazione della domanda di partecipazione alla gara per **BRESCIA 1** è stato posticipato al 29 maggio 2020. L'ATEM comprende 47 Comuni e ospita circa 56 mila PDR con una rete di circa 894 km. La RAB totale stimata è di circa 46 milioni di euro. Consorzio Servizi Valle Camonica è l'operatore che controlla la maggior quota di mercato con il 59% di PDR. Seguono A2A con il 30% e 2i Rete Gas con l'11%.
- Il termine di presentazione della domanda di partecipazione alla gara per **MONZA BRIANZA** è stato posticipato al 30 aprile 2020. L'ATEM comprende 62 Comuni e ospita circa 35 mila PDR con una rete di circa 2,917 km. La RAB totale stimata è di circa 177 milioni di euro. Gelsia è l'operatore che controlla la maggior quota di mercato con il 52% di PDR. Seguono ACSM con il 18% e 2i Rete Gas con il 14%.
- ARERA ha approvato (delibera 406/2019/R/gas) i valori di rimborso di 12 Comuni nell'ATEM di **PRATO**, ritenendoli idonei ai fini dei riconoscimenti tariffari. Il Comune di Prato, stazione appaltante dell'ATEM, aveva provveduto a diverse comunicazioni della differenza VIR/RAB. Ha recepito, in più occasioni, le indicazioni di ARERA, e ha poi trasmesso in data 31 maggio 2019 i dati relativi all'ultimo comune mancante. L'ATEM di **PRATO** comprende 12 Comuni, circa 187 mila PDR e una rete di oltre 1,600 mila km, per una RAB stimata di 45 milioni di euro. Il gruppo 2i Rete Gas controlla il 56% delle quote di mercato mentre A2A controlla il rimanente 44%.
- L'ultima approvazione (delibera 450/2019/R/gas) dei valori di rimborso riguarda i 14 Comuni presenti nell'ATEM di **RIMINI** con uno scostamento VIR/RAB superiore al 10%. Il Comune di Rimini era stato l'ultimo a presentare la documentazione prevista all'ARERA nel marzo 2019. **RIMINI** comprende 47 Comuni per circa 193 mila PDR e una rete di 2,933 km per una RAB totale stimata di circa 144 milioni di euro. L'operatore principale, Gruppo Società Gas Rimini SpA, detiene l'85% delle quote di mercato a cui segue Hera con l'11%, Edison e Marche Multiservizi S.p.A con le quote residuali.

STRATEGIE

- L'intesa siglata a fine giugno prevedeva l'acquisto da parte di Ascopiave di oltre 180 mila PDR in Veneto e Friuli-Venezia-Giulia per un valore di 171 milioni di euro. In cambio i clienti finali di Ascopiave sarebbero confluiti all'interno di EstEnergy, società fornitrice di energia controllata al 52% da Hera e per il 48% da Ascopiave. L'intenzione di Ascopiave era quella di acquisire nuove quote di mercato nell'area nord-est. Per questo tipo di acquisizione è stato necessario l'approvazione dell'Antitrust, l'operazione costituisce infatti una concentrazione in quanto Ascopiave ottiene il controllo totale di certe linee di mercato di Hera legate alla distribuzione gas. La convalida per l'acquisizione è giunta in merito agli ATEM di **PADOVA 2**, **UDINE 3** e **PORDENONE**, mentre la decisione su **PADOVA 1** dove Ascopiave controlla il 73% delle quote di mercato è passata all'Antitrust che ha dato via libera a 2 condizioni:

- 1) consentire al vincitore del bando di beneficiare di un pagamento dilazionato di 18 mesi della differenza VIR-RAB.
- 2) ridurre l'obbligo di assunzione del personale del concessionario uscente da un impiegato ogni 1,500 PdR a uno ogni 2,000 PdR.

VENETO

ATEM	DSO	Market share	PDR
PADOVA 1	ASCOPIAVE	7%	19 895
	HERA	65%	141 873
PADOVA 2	ASCOPIAVE	0%	0
	HERA	2%	1 657

FRIULI VENEZIA GIULIA

ATEM	DSO	Market share	PDR
PORDENONE	ASCOPIAVE	0.01%	12
	HERA	6%	6 350
UDINE	ASCOPIAVE	0%	0
	HERA	53%	32 552

- Italgas ha acquisito un ulteriore 2% di Toscana Energia consentendogli di raggiungere il 51% del totale delle quote e quindi di detenere il controllo esclusivo della società toscana. Tale operazione è stata resa possibile tramite l'acquisto di piccole quote all'interno di 5 Comuni pisani, mentre gli altri Comuni soci di Toscana Energia non hanno esercitato il diritto di prelazione. Italgas conferma così il ruolo di primo distributore gas in Italia con 1821 concessioni, 7.6 milioni di PDR e una rete di circa 71 mila km. Toscana Energia a sua volta è leader della distribuzione gas in Toscana con 102 concessioni, 800 mila PDR e circa 8 mila km di rete. A ottobre l'Antitrust è poi intervenuto per dare la conferma definitiva all'acquisizione.
- Entro la fine del 2019 è prevista la cessione di Italgas ad A2A delle attività di teleriscaldamento nel Comune di Cologno Monzese ricevendo come contropartita le attività di distribuzione gas in 7 Comuni dell'ATEM di **ALESSANDRIA 4**. La rete di distribuzione oggetto dello scambio si estende per 140 km e serve circa 4,2 mila PDR. L'acquisizione comporta per

Italgas una crescita delle quote di mercato in Piemonte raggiungendo, in particolare, il 15% nell'ATEM di **ALESSANDRIA 4**. Diventa così il terzo operatore nell'ATEM preceduto da S.I.M.E. SpA e 2i Rete Gas, rispettivamente con il 37% e il 35.5%.

- Confermando l'espansione dichiarata a inizio anno di un ammontare complessivo di circa 60 mila PDR Italgas ha acquisito la rete di distribuzione del Comune di Cannara nell'ATEM di **PERUGIA 2**. Un'acquisizione che include una rete estesa per circa 45 km e che serve 1,5 mila PDR. L'operazione comporta l'aumento di un punto percentuale delle quote di mercato di Italgas in **PERUGIA 2**, passando così dal 26% al 27%. **PERUGIA 2** comprende 35 Comuni per 100 mila PDR e una rete di 1,931 km per una RAB di circa 65 milioni di euro.

RICORSI

- Il TAR di Milano ha accolto entrambi gli appelli presentati da 2i Rete Gas e dalla vincitrice Unareti in seguito all'assegnazione della prima gas di distribuzione gas **MILANO 1**. Il primo è stato accolto per l'assenza della dichiarazione da parte di A2A sulle condanne penali subite e la mancata presentazione da parte di Unareti, unitamente alla propria domanda di partecipazione, della prova dell'avvenuto pagamento del contributo a favore dell'Anac. Il secondo, di A2A, è stato invece accolto per la violazione da parte di 2i Rete Gas di norme sull'avvalimento. Come spiegato dal TAR, l'accoglimento dei 2 appelli annulla l'assegnazione dell'ATEM **MILANO 1** e procede alla rinnovazione delle operazioni di gara, salvo eventuali ricorsi al Consiglio di Stato.
- **MILANO 1** è il secondo ATEM più esteso in Italia dopo **ROMA 1** con circa 830 mila PDR (di cui l'86% all'interno del Comune di Milano) presenti in 7 Comuni, una rete di 2,740 km per un valore di RAB di 661 milioni di euro.
- Si è conclusa dopo 3 anni la diatriba che vedeva coinvolti i distributori di gas 2i Rete Gas e Ascopiave. Il ricorso al TAR era stato presentato nel 2016 da 2i Rete Gas per l'assegnazione ad Ascopiave del gruppo Pasubio, società attiva nella distribuzione di gas naturale in 22 Comuni del Veneto con oltre 88 PDR serviti. La ratio del ricorso consisteva nella presupposta errata modalità di valutazione dell'offerta presentata da 2i Rete Gas. Il TAR ha tuttavia annullato il ricorso in virtù dell'infondatezza delle ragioni esposte, dichiarando coerente il lavoro svolto dalla Commissione esaminatrice.
- Il bando per l'assegnazione della concessione di distribuzione gas dell'ATEM di **BERGAMO 3** in scadenza il 29 maggio 2020 è finito di fronte alla giustizia amministrativa. A2A ha infatti contestato la definizione del valore di rimborso, ritenuto molto distante dal valore effettivo, in 3 Comuni dell'ATEM sotto il suo controllo. **BERGAMO 3** comprende 33 Comuni per circa 84 mila PDR e una rete 956 km per una RAB totale stimata di circa 42 milioni di euro. 2i Rete Gas è il principale operatore presente nell'ATEM con il 57% delle quote di mercato. Seguono Anita Srl con il 21% e A2A con l'8%.

VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS
GARE ASSEGNATE
INFORMAZIONI GENERALI

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Concessionario vincente
1	TORINO 2	687/2016/R/gas		29/12/2015	28/06/2017	Italgas

GARE CHIUSE
INFORMAZIONI GENERALI

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Numero offerenti
1	MILANO 1	631/2015/R/gas		23/12/2015	16/01/2017	2
2	BELLUNO	455/2016/R/gas	26/2016/R/gas	27/12/2016	01/09/2017	4
3	VALLE D'AOSTA	906/2017/R/gas		28/03/2018	01/10/2018	3
4	UDINE 2	399/2018/R/gas	880/2017/R/gas	04/11/2015	30/09/2019	

MANIFESTAZIONI D'INTERESSE SCADUTE
INFORMAZIONI GENERALI

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Grado di competitività
1	UDINE 1	NO		23/12/2015	29/02/2016	MEDIO
2	UDINE 3	NO		10/02/2016	06/06/2016	MEDIO
3	PERUGIA 2	NO		28/12/2015	29/12/2017	ALTO

MANIFESTAZIONI D'INTERESSE IN SCADENZA
INFORMAZIONI GENERALI

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Grado di competitività
1	COMO 1	NO		08/08/2018	07/11/2019	MEDIO
2	VARESE 2	NO		11/09/2015	19/12/2019	MEDIO
3	VICENZA 4	NO		01/04/2019	31/12/2019	ALTO
4	VICENZA 3	suspended	284/2018/R/gas	15/12/2018	30/03/2020	MEDIO
5	MONZA E BRIANZA I	NO		29/12/2015	30/04/2020	MEDIO
6	BERGAMO 3	NO		03/08/2018	29/05/2020	MEDIO
7	BRESCIA 1	NO		20/12/2018	29/05/2020	ALTO
8	VERONA 2	in corso		30/12/2016	30/06/2020	ALTO
9	LODI 1	NO		30/12/2015	30/09/2019	MEDIO
10	VARESE 3	NO		12/07/2017	31/12/2020	ALTO

GARE IN SCADENZA
INFORMAZIONI GENERALI

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Grado di competitività
1	TORINO 1	30/2018/R/gas	NO	23/05/2019	11/12/2019	BASSO
2	NAPOLI 1	231/2019/R/gas	145/2019/R/gas	21/08/2019	10/02/2020	BASSO

GARE ANNULLATE O SOSPENSE
INFORMAZIONI GENERALI

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Grado di competitività
1	LUCCA	in corso		30/12/2016	31/08/2018	MEDIO
2	VENEZIA 1	368/2016/R/gas		28/12/2015	Annullata	BASSO
3	MASSA-CARRARA	in corso	142/2017/R/gas	21/12/2015	Sospesa	MEDIO
4	ALESSANDRIA 2	NO	113/2016/R/gas	22/12/2015	Sospesa	BASSO
5	TORINO 3	NO		22/12/2015	Sospesa	MEDIO
6	BIELLA	NO		29/12/2015	Sospesa	MEDIO
7	CREMONA 2 E CREMONA 3	NO		24/12/2015	30/11/2020	BASSO

BANDI INVIATI ARERA MA NON APERTI
INFORMAZIONI GENERALI

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Grado di competitività
1	GENOVA 1	in corso	69/2018/R/gas	NO		BASSO
2	ROMA 1	650/2015/R/gas		NO		BASSO
3	FORLI-CESENA	517/2016/R/gas	67/2016/R/gas	NO		BASSO
4	LIVORNO	in corso	283/2018/R/gas	NO		MEDIO
7	MODENA 1	298/2019/R/gas	56/2019/R/gas	NO		MEDIO
5	FIRENZE 1	in corso		NO		BASSO
6	LA SPEZIA	501/2019/R/gas	628/2017/R/gas	NO		BASSO
7	PRATO		406/2019/r/gas	NO		ALTO
8	RIMINI		450/2019/R/gas	NO		BASSO

Dati aggiornati al 12/12/2019

DATI DI MERCATO

ENERGIA ELETTRICA: DOMANDA E OFFERTA CUMULATA
(GWh e variazioni tendenziali)

	2019*	2018*	Var. %
Domanda	268 272	269 042	-0.3%
Produzione netta	238 602	232 995	2.4%
- Termoelettrico	158 214	151 980	4.1%
- Rinnovabili**	80 388	81 015	-0.8%
Saldo estero	32 493	37 886	-14.2%

*Fino a Ottobre ** Idroelettrico, Geotermoelettrico, Eolico e Fotovoltaico

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

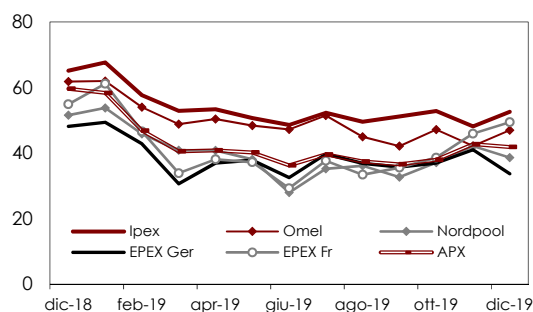
GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE
(Gmc e variazioni tendenziali)

	AS 2019	AS 2018	Var. %	AT 2019	AT 2018	Var. %
Industriale	12.7	13.3	-4.3%	2.3	2.5	-6.3%
Termoelettrico	23.6	21.9	7.9%	4.2	4.3	-2.1%
Distribuzione	27.1	27.5	-1.5%	4.9	4.9	0.3%
Altro	1.4	1.5	-6.3%	0.3	0.2	4.4%
Totale	64.8	64.1	1.0%	11.7	11.9	-1.8%

Valori cumulati al 05/12/2019

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

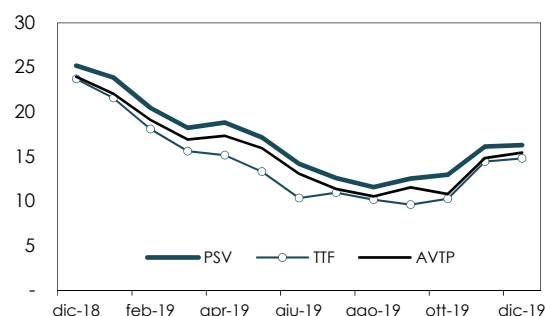
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 09/12/2019

Fonte: Borse Europee

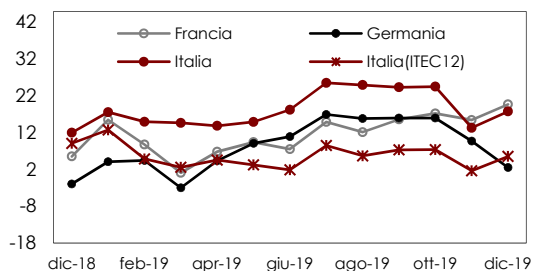
GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA



Medie mensili. Ultimo dato al 05/12/2019

Fonte: elaborazione REF-E su dati Thomson Reuters

ENERGIA ELETTRICA: SPARK SPREAD IN EUROPA
(€/MWh)

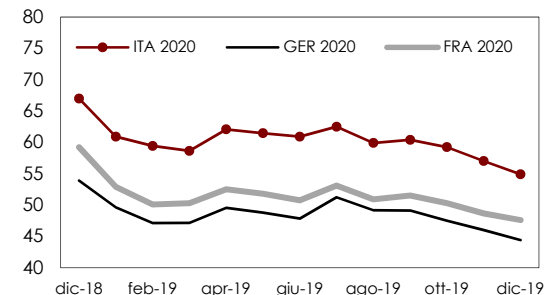


Calcolato su prezzi spot (PEG, Gaspool e PSV). Medie mensili

Ultimo dato al 09/12/2019

Fonte: elaborazioni REF-E

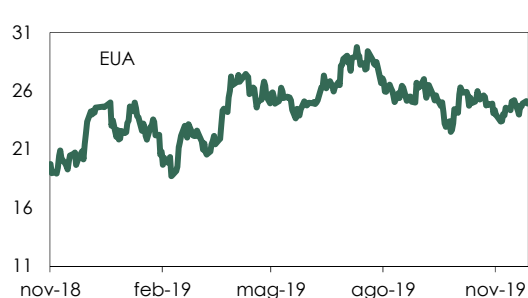
ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 09/12/2019

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

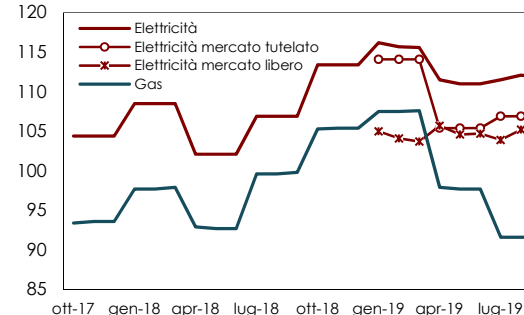
PREZZO DELLA CO2
(€/tCO2 eq.)



Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 05/12/2019

Fonte: Reuters su EEX

NIC - INDICI DI INFLAZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS



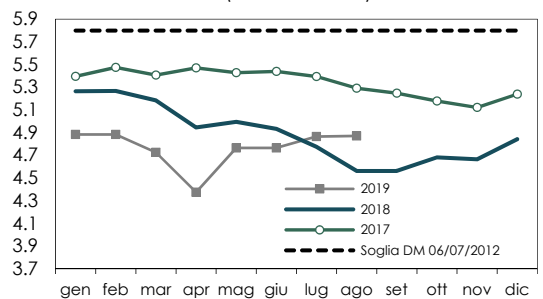
Ultimo dato: ottobre 2019

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ISTAT

DATI SETTORI INCENTIVATI E REGOLATI

CONTATORE GSE RINOVABILI

Costo cumulato annuo (miliardi di euro)

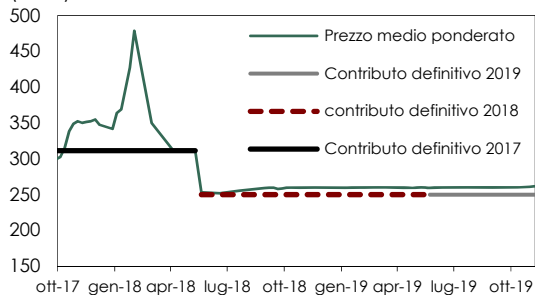


Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico. Ultimo dato 31/07/2019

Fonte: GSE

TEE: PREZZI DI BORSA E CONTRIBUTO TARIFFARIO

(€/TEE)

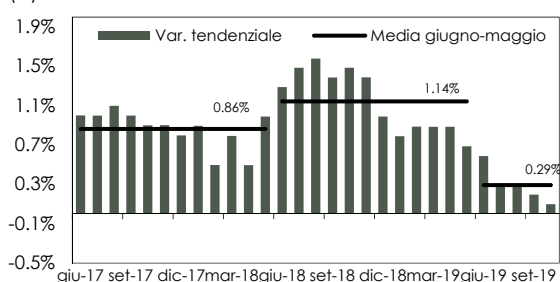


Ultimo dato Dicembre 2019

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, ARERA

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



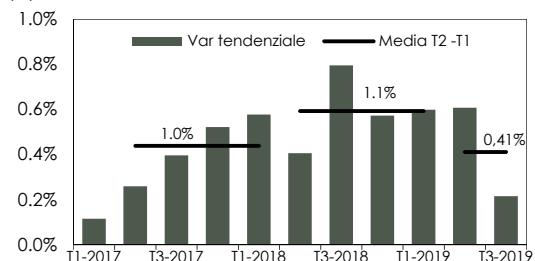
* Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati

Ultimo dato Ottobre 2019

Fonte: Istat

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



*Deflatore investimenti fissi lordi. Ultimo dato T2-2019

Edizione dati Istat: Novembre 2019

Fonte: Istat

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA DOMESTICI RESIDENTI (€/cent/kWh)

Componente	IV-18	I-19	II-19	III-19	IV-19
Energia, dispac. e commerc.	11.88	10.83	8.41	8.89	9.49
Costi infrastrutture e UC	3.87	3.92	3.92	3.92	3.92
Oneri generali di sistema	3.22	4.21	4.95	4.81	4.70
Totale - tasse escluse	18.97	18.96	17.28	17.62	18.10

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-18	I-19	II-19	III-19	IV-19
Energia, dispac. e commerc.	10.05	9.46	6.86	7.42	8.04
Costi infrastrutture e UC	2.76	2.79	2.79	2.79	2.79
Oneri generali di sistema	6.61	7.79	5.56	5.41	5.38
Totale - tasse escluse	19.43	20.04	15.21	15.62	16.21

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

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

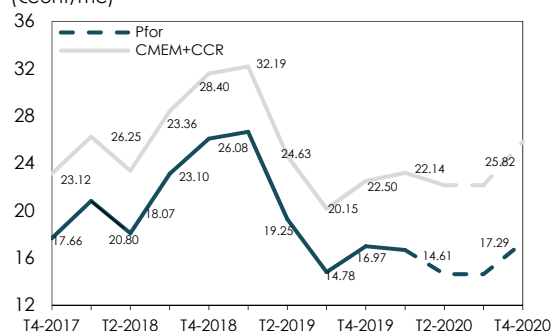
GAS NATURALE: PREZZI IN TUTELA DOMESTICI (€/cent/mc)

Componente	IV-18	I-19	II-19	III-19	IV-19
Approvvig. e vendita	36.67	37.29	29.72	25.25	27.51
Costi di trasporto	4.88	4.80	3.97	3.92	4.59
Costi di distribuzione	9.21	9.54	9.54	9.54	9.54
Oneri generali di sistema	2.36	3.09	4.37	4.37	4.37
Totale - tasse escluse	53.12	54.72	47.61	43.07	46.01

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 05/12/2019

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Alba e ARERA

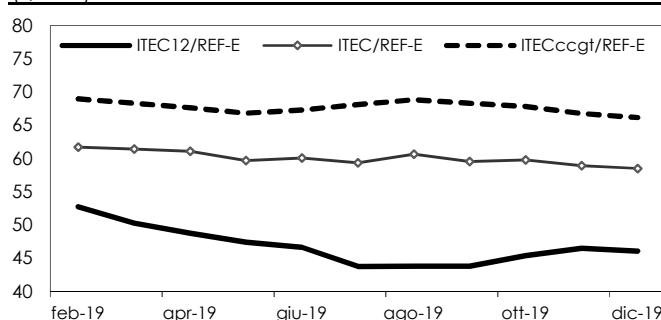
L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di dicembre è pari a 46.06 €/MWh, in calo dell'1.0% sul dato di novembre (46.51 €/MWh). L'andamento al rialzo dell'indice è legato all'andamento dei prezzi delle *commodities* sottostanti durante il mese di novembre, con tasso di cambio \$/€ invariato.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di dicembre si attesta a 58.51 €/MWh, in calo dello 0.7% sul valore consuntivo di novembre (pari a 58.95 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di dicembre si attesta a 66.17 €/MWh, in calo dello 0.9% rispetto al consuntivo del mese precedente (66.80 €/MWh). Tali andamenti sono legati alle variazioni del valore di mercato dei combustibili registrato negli ultimi mesi, al netto del tasso di cambio €/€/\$ rimasto invariato durante il mese di novembre.

Il valore *forward* per il mese di gennaio dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 6 dicembre, è pari a 45.55 €/MWh, in calo del 6.3% rispetto al consuntivo di dicembre. I valori *forward* per il mese di gennaio di **ITEC/REF-E**, aggiornato 6 dicembre, è pari a 58.70 €/MWh, in calo dell'1.6% rispetto al consuntivo di dicembre, mentre **ITECccgt/REF-E**, anch'esso aggiornato al 6 dicembre, è rimasto invariato rispetto al consuntivo di dicembre e si attesta a 66.20 €/MWh.

EVOLUZIONE DI ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E E ITECccgt/REF-E
(€/MWh)



	ITEC12/REF-E (€/MWh)	ITEC/REF-E (€/MWh)	ITECccgt/REF-E (€/MWh)
feb-19	52.77	61.73	68.98
mar-19	50.27	61.43	68.34
apr-19	48.77	61.08	67.65
mag-19	47.41	59.72	66.85
giu-19	46.67	60.07	67.32
lug-19	43.78	59.35	68.12
ago-19	43.83	60.65	68.86
set-19	43.82	59.58	68.34
ott-19	45.40	59.80	67.86
nov-19	46.51	58.95	66.80
dic-19	46.06	58.51	66.17

Fonte: elaborazione REF-E

ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E di dicembre sono calcolati da REF-E su dati di mercato al 1/12/2019 e valori giornalieri Reuters al 6/12/2019. 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 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 2019.

Per ulteriori informazioni o commenti contattare:
Dr. Domenico Biasi - tel. 02 43441024 - Email: itec@ref-e.com



Indice Month Ahead Gas Italia

PROGETTO MAGI

COSA 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.

PERCHÈ 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*.

GLI SPONSOR

Gli *sponsor* del progetto MAGI sono Alba Soluzioni, REF-E e TFS Energy. Alba Soluzioni effettua le rilevazioni, REF-E esegue l'*auditing* mentre TFS coordina il progetto. Il progetto, regolato da un accordo tra le parti, è comunque aperto ad altre sponsorizzazioni.

Gli operatori coinvolti nella fase di realizzazione dell'indice (*survey* o transazioni) sono circa 60, la lista è pubblica e aggiornata costantemente.

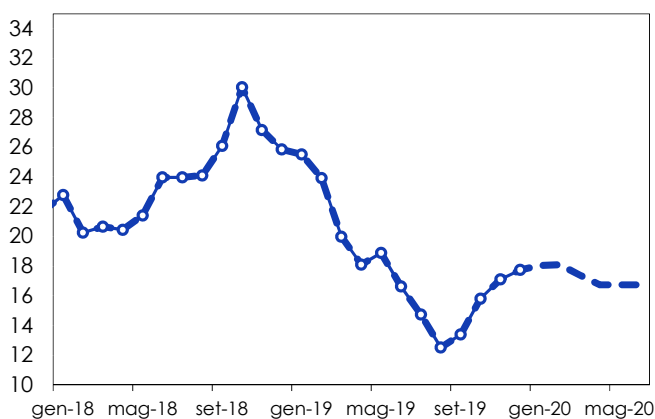
ANDAMENTO

L'indice gas MAGI consuntivo per dicembre 2019 è pari a 17.75 €/MWh, risultato della componente transazione e della componente derivante dalla *survey* che si attestano rispettivamente a 17.78 €/MWh e 17.68 €/MWh.

La quotazione del prodotto con consegna a dicembre 2019 è aumentata del 3.8% rispetto a quella per le consegne di novembre 2019 ma risulta minore rispetto a quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (25.86 €/MWh). Il volume complessivo transato è diminuito rispetto a novembre 2019 (11,188 MW contro 14,754 MW), come anche il numero di transazioni registrate (290 contro 407).

Al 9 dicembre, gli scambi del prodotto con consegna a gennaio 2020, relativi a un campione di 47 operazioni e un volume totale scambiato di 1,100 MW, indicano un prezzo di 18.20 €/MWh, in aumento rispetto al valore consuntivo del prodotto con consegna a novembre 2019.

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



Per maggiori informazioni contattare Info@magindex.org o sul sito www.magindex.org o contattare uno degli *sponsor*:

www.albasoluzioni.com

www.ref-e.com

www.tfsbrokers.com