

NEWSLETTER



n. 261 Gennaio 2022
Anno XXIV

REF  **ENERGIA** OSSERVATORIO

Indice

01

ENERGIE RINNOVABILI E CLIMA

PPA: consultazioni GME e CONSIP su piattaforme e approvvigionamenti PA

pag. 04

Apprezzabile lo sforzo che emerge dai documenti di consultazione pubblicati da GME e CONSIP rivolti allo sviluppo dell'utilizzo dei PPA. È tuttavia necessario un ulteriore passo verso una più completa comprensione di uno strumento che per sua concezione manca di standardizzazione ed è rivolto a favorire il finanziamento di nuovi impianti stabilizzando fatturato e ritorni economico-finanziari dei produttori.

02

MERCATO ELETTRICO

Successo per il maxi-tender scozzese sull'eolico off-shore

pag. 11

L'assegnazione dei lotti di fondale marino segna un passo da record per l'Europa, definendo un ruolo centrale per la Scozia nello sviluppo mondiale dell'innovativa categoria floating. Rilevante anche l'impatto positivo atteso sull'economia locale.

BOX. Approvato il nuovo schema incentivante per la riduzione dei costi di dispacciamento

pag. 12

03

IMPRESE E ISTITUZIONI

Aiuti di Stato: approvate le Linee Guida per il Clima, l'Ambiente e l'Energia

pag. 14

Confermati gli orientamenti della bozza di giugno 2021, con l'integrazione di alcune osservazioni emerse in fase di consultazione sulle norme che avrebbero potuto generare ulteriori ritardi per i PNRR, sull'approvazione degli schemi di aiuto non assegnati tramite asta competitiva, sull'inclusione dei sistemi di accumulo tra le infrastrutture potenzialmente beneficiarie degli aiuti e sulle regole per l'identificazione e l'inclusione dei settori energy intensive esposti al rischio di delocalizzazione.

04

MERCATO GAS NATURALE

La Commissione disegna il nuovo mercato del gas

pag. 21

Due mercati conviveranno: uno dedicato ai gas rinnovabili e a basso contenuto di carbonio, con al massimo un 5% di idrogeno, e uno di idrogeno puro. Funzioneranno in modo simile al mercato gas liberalizzato europeo, ma le tariffe entry-exit alle frontiere saranno azzerate. Nel frattempo, si potenziano i meccanismi di coordinamento guidati dalle reti di operatori europei, e aumentano le misure per la sicurezza, con al centro gli stoccaggi. Quelli di gas oggi e quelli di idrogeno domani vanno verso una regolazione più severa (ma simile a quella italiana) con la possibilità di instaurare uno stoccaggio di gas comune europeo.

Le rotte del gas russo tra blocco del Nord Stream 2 e crisi ucraina

pag. 25

Con i flussi di gas in arrivo in Europa dalla Russia ridotti di poco meno del 50% rispetto all'anno scorso, le prospettive di ritorno alla normalità dei prezzi sono altamente incerte. Il rischio di un'escalation militare in Ucraina non è trascurabile e un'apertura di Stati Uniti e Europa a fare accordi con Putin su un arresto formale dell'allargamento orientale della NATO potrebbe rivelarsi risolutivo. Auspicabile che il ruolo strategico dell'Italia per garantire la sicurezza dell'offerta europea venga maggiormente riconosciuto.

05

GARE GAS

Monitoraggio gare gas

pag. 29

Nuovi bandi a dicembre per BIELLA e TORINO, proroghe per GENOVA, VICENZA e VARESE. Approvato da ARERA il nuovo valore del WACC.

A photograph of an offshore wind farm with several white wind turbines in a row on the ocean. The sky is clear and blue. The text '01' is in the top right corner.

01

ENERGIE

RINNOVABILI

E CLIMA

PPA: CONSULTAZIONI GME E CONSIP SU PIATTAFORME E APPROVVIGIONAMENTI PA

Apprezzabile lo sforzo che emerge dai documenti di consultazione pubblicati da GME e CONSIP rivolti allo sviluppo dell'utilizzo dei PPA. È tuttavia necessario un ulteriore passo verso una più completa comprensione di uno strumento che per sua concezione manca di standardizzazione ed è rivolto a favorire il finanziamento di nuovi impianti stabilizzando fatturato e ritorni economico-finanziari dei produttori.

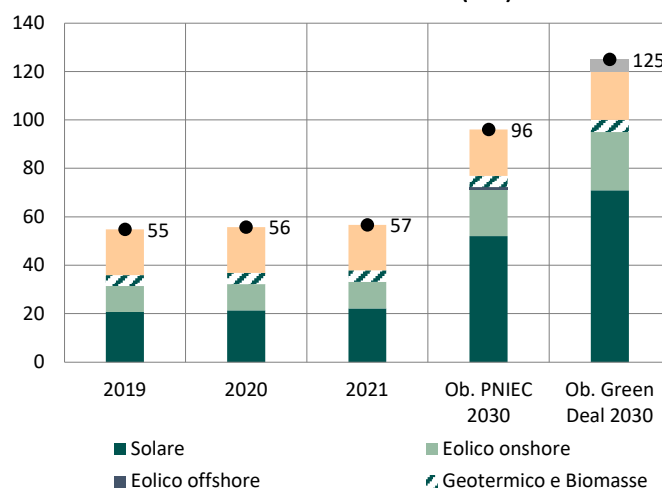
Il Decreto n.199 ([D.LGS 199/21](#)) entrato in vigore lo scorso 15 dicembre, di attuazione della [Direttiva europea 2018/2001](#) sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, ha introdotto una serie di linee guida e riferimenti normativi in materia di energia da fonti rinnovabili ([Newsletter 259-260](#)) al fine di individuare le aree di sviluppo coerenti con gli obiettivi Europei di decarbonizzazione.

Il D.LGS 199/21 ha l'obiettivo di accelerare il processo di crescita delle rinnovabili in Italia e di regolare, in forma coordinata, l'attuazione delle misure previste dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) e il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC). Le disposizioni del Decreto toccano diversi aspetti del processo di allineamento al percorso europeo di decarbonizzazione quali:

- la riorganizzazione dei principi di sostegno e incentivazione all'energia prodotta da fonti rinnovabili
- la semplificazione dei processi autorizzativi e l'istituzione di una piattaforma unica digitale
- l'individuazione di Aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili e la costruzione di una piattaforma digitale per le Aree idonee
- la promozione dei contratti di lungo termine per l'approvvigionamento da energia da fonti rinnovabili mediante strumenti dedicati.

Su quest'ultimo punto, Gestore dei Mercati Energetici (GME), Concessionaria dei Servizi Informativi Pubblici (CONSIP) e Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA) sono stati chiamati all'implementazione entro giugno 2022 (180 dall'entrata in vigore del D.LGS 199/21) di strumenti che dovrebbero promuovere l'utilizzo dei contratti di lungo termine per l'approvvigionamento di energia da fonti rinnovabili (*Power Purchase Agreement*, PPA), ritenuti dalla regolazione nazionale ed europea uno strumento chiave per favorire il raggiungimento degli obiettivi di penetrazione delle rinnovabili sui consumi finali di energia.

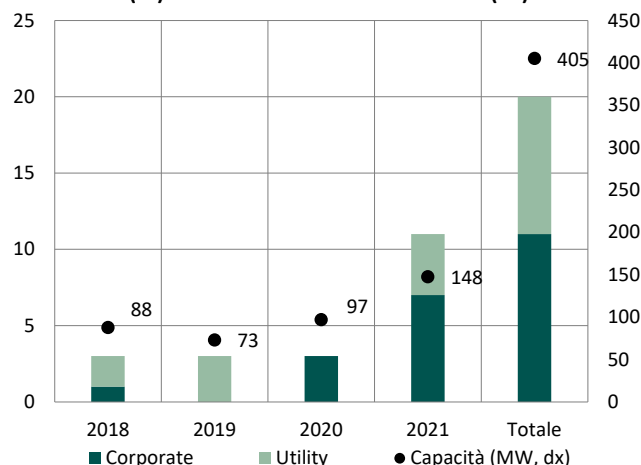
FIGURA 1. OBIETTIVI DI EVOLUZIONE RINNOVABILE AL 2030 E STORICO RECENTE (GW)



Elaborazioni MBS Consulting

- Il GME dovrà inizialmente sviluppare una bacheca informatica volta a supportare l'incontro tra domanda e offerta dei contratti PPA e monitorare i contratti sottoscritti. In una seconda fase sarà inoltre in capo al GME la valutazione delle modalità di sviluppo di una piattaforma di negoziazione dei contratti PPA.
- Alla CONSIP è richiesto di identificare uno o più

FIGURA 2. EVOLUZIONE DEI PPA IN ITALIA: NUMERO (sx) E POTENZA SOTTO CONTRATTO (dx)



Elaborazioni MBS Consulting

strumenti di gara per l'approvvigionamento di energia elettrica da fonti rinnovabili.

- ARERA è invece chiamata a rivedere e integrare le linee guida in materia di gruppi di acquisto, includendo gli approvvigionamenti mediante contratti PPA.

[GME](#) e [CONSIP](#) hanno pubblicato due documenti di consultazione distinti che anticipano le possibili modalità di attuazione di quanto previsto dal D.LGS 199/21

LA BACHECA GME E GLI OBBLIGHI INFORMATIVI

LE PROPOSTE DEL GME

La prima fase dell'attuazione di quanto previsto dal D.LGS 199/01 prevede che il GME predisponga una piattaforma per i contratti di lungo termine al fine di:

- favorire l'incontro tra domanda e offerta per la chiusura di contratti di lungo termine mediante la costruzione di una bacheca nella quale pubblicare interessi di vendita e di acquisto
- registrare, in forma obbligatoria, alcuni dati relativi ai contratti di fornitura di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine.

Nella proposta del GME l'accesso alla piattaforma è riservato a produttori e acquirenti (o ai loro delegati) di energia da fonti rinnovabili.

Il funzionamento della bacheca secondo quanto proposto dal GME dovrebbe essere come sintetizzato qui di seguito:

- i venditori (produttori) pubblicano sulla bacheca le offerte di vendita di energia tramite PPA inserendo informazioni quali durata, volume e prezzo
- gli acquirenti visualizzano le offerte pubblicate sulla bacheca e manifestano il loro eventuale interesse
- né l'offerta del venditore, né la manifestazione d'interesse del compratore costituiscono impegni a negoziare e a concludere contratti. Le parti, venute a conoscenza dell'interesse comune mediante la facilitazione all'incontro offerta dalla piattaforma, continuano le proprie negoziazioni al di fuori di essa.

Gli obblighi informativi prevedono l'invio di una serie di informazioni relative ai contratti conclusi che verranno pubblicate sul sito internet del GME in forma aggregata, mentre i dettagli saranno mantenuti riservati.

PARTECIPAZIONE ALLA BACHECA: IL NODO DEL SET INFORMATIVO

La creazione di una bacheca pubblica per la diffusione di interessi di vendita o acquisto di contratti PPA è, nel contesto attuale di mercato e nel processo di decarbonizzazione e transizione energetica in atto, uno strumento utile per favorire un avvio celere e trasparente delle negoziazioni. Tramite una bacheca pubblica, l'onere di ricerca della controparte viene facilitata dalla disponibilità di informazioni relative agli interessi prevalenti esistenti sul mercato, supportando le attività di *scouting* e origination che oggi richiedono l'impiego di significative risorse.

È pienamente apprezzabile l'intento del GME di comprendere attraverso la Consultazione quali siano gli interessi prevalenti di mercato nella strutturazione di contratti di lungo termine e come la bacheca proposta possa adattarsi alle esigenze degli operatori. In quest'ottica, andrebbe presa in considerazione la possibilità che il *set* informativo come richiesto nella proposta del GME si riveli eccessivamente oneroso per i venditori e fuorviante per un'iniziale comprensione dell'offerta. La bacheca, secondo quanto previsto dal D.LGS 199, dovrebbe infatti avere l'obiettivo di promuovere l'incontro tra le parti, senza alcuna responsabilità in capo al GME sulla successiva evoluzione della negoziazione. Lo scopo informativo dovrebbe quindi essere di raccolta efficiente delle offerte presenti sul mercato, lasciando i dettagli all'eventuale successiva fase di negoziazione.

L'interesse a sottoscrivere contratti PPA non proviene solo dai soggetti produttori, ma anche dagli acquirenti, per cui l'apertura alla pubblicazione di informazioni minime da parte della domanda sarebbe auspicabile al fine di concretizzare l'obiettivo di promozione di tali contratti.

Bisogna inoltre tenere presente che:

- Le competenze e l'interesse alla sottoscrizione dei contratti PPA caratterizzano sia acquirenti che venditori: nonostante i contratti PPA per la vendita di energia da fonte rinnovabile in Italia non abbiano ancora raggiunto una piena maturità (con cause parzialmente identificabili nella lentezza dei processi autorizzativi, dunque della ridotta disponibilità di progetti e nella conseguente bassa liquidità dei contratti PPA), le competenze maturate sul mercato e le *best practice* provenienti sia da tavoli di lavoro nazionali (il [PPA Committee 2019 e 2020](#) ne è un esempio) sia da esperienze maturate dagli operatori in altri paesi europei, hanno

TABELLA 1. LISTA INFORMAZIONI RICHIESTE PREVISTE DAL GME

Tipo informazione	Descrizione sintetica	Commenti
Durata	Durata minima del contratto	Il GME prevede una durata minima di 5 anni. Tale durata appare poter escludere impianti già realizzati che vogliano concludere contratti di più breve durata. Tuttavia sarebbe opportuna una riconsiderazione dell'accesso alla piattaforma solo per impianti di nuova costruzione al fine di supportare in forma indiretta lo sviluppo di nuova capacità utile a raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione.
Profilo	Profilo di volume	È accolta positivamente la possibilità data dal GME di indicare sia profili standard (<i>baseload</i> , <i>peakload</i> e <i>pay-as-produced</i>), sia profili non standard liberamente specificati dal proponente.
Prezzo	Prezzo di vendita previsto	Il GME richiede che venga pubblicato un prezzo di riferimento, e che questo sia unico per tutta la durata del contratto. Questo elemento appare essere fuorviante per i fini della bacheca; inoltre, il prezzo di un PPA potrebbe anche essere differente durante gli anni, oppure includere opzionalità che dipendono dai prezzi di mercato di riferimento (come, ad esempio, in formule <i>cap&floor</i> con <i>collar</i>).
Quantità	Il volume di energia oggetto di compravendita.	I contratti PPA possono prevedere quantità minime e massime o altre clausole legate alla producibilità di riferimento, e dunque un volume non univoco. La quantità pubblicabile dovrebbe essere quella di riferimento utile a comprendere l'efficienza e la producibilità dell'impianto, mentre per il volume oggetto della compravendita è necessario lasciare libero spazio alla negoziazione tra le parti.
Tipologia di fonte	Tipo di fonte rinnovabile	Il GME non esclude la partecipazione a nessuna fonte rinnovabile.
Stato dell'impianto	Impianto in esercizio o non in esercizio	Nell'ottica di favorire la diffusione di questo tipo di transazioni, si ritiene positiva la possibilità di far accedere alla bacheca sia gli impianti di nuova costruzione che quelli esistenti.
Data di entrata in esercizio	Data prevista per l'avvio della produzione	
Dimensione	Dimensione dell'impianto	
Potenza impianto	Potenza in MW	
Ubicazione geografica	Luogo in cui l'impianto è /sarà ubicato	
Stato dell'impianto	Indicazione di quando l'impianto sarà realizzato e status dei processi autorizzativi	La richiesta di inserire lo status dei processi autorizzativi appare, per una bacheca di questo tipo con fine meramente conoscitivo, di poca rilevanza. Una descrizione facoltativa ad opera del produttore sullo stato dell'impianto potrebbe rivelarsi invece più efficace e di rapida comprensione da parte dei soggetti acquirenti.
Altre informazioni relative all'impianto	Ulteriori informazioni relative alle caratteristiche dell'impianto	
Altre informazioni relative all'offerta	Ulteriori informazioni relative alle caratteristiche dell'offerta	

Elaborazioni MBS Consulting

comunque favorito lo sviluppo di competenze verticali e specialistiche sia lato offerta che lato domanda.

- Le strutture dei contratti PPA sono flessibili e oggetto di negoziazione: lo sviluppo delle competenze sui contratti PPA favorisce negoziazioni strutturate, legate sia alle caratteristiche dell'impianto e alle peculiarità del contratto (durata, tecnologia, LCOE), ma anche alle dinamiche di mercato, che a loro volta dipendono dai prezzi di lungo termine, dal merito creditizio delle controparti e da altri parametri come l'esistenza di garanzie, in particolare quelle offerte dai fornitori di servizi di esercizio e manutenzione o i rischi di ritardo nell'avvio dell'impianto.
- La pubblicazione del prezzo è reputata non rilevante: il prezzo nei contratti PPA è funzione di una serie di parametri non esclusivamente dipendenti dalle caratteristiche dell'impianto e dagli interessi del venditore e la domanda, nei momenti di forte interesse, può diventare il fattore che determina il rialzo dei prezzi. È inoltre possibile che le parti decidano per una struttura diversa dal prezzo fisso di lungo termine, optando per strutture *cap&floor*, *collar*, *profit sharing* o altro. In tal senso, la richiesta da parte del GME di pubblicazione del prezzo nella bacheca unico per tutta la durata del contratto potrebbe rivelarsi fuorviante per una scelta equa dei progetti, oltre a portare a possibili comportamenti opportunistici al solo fine di attirare l'attenzione dei soggetti acquirenti.

- Gli acquirenti devono essere liberi di esprimere i propri interessi sulla piattaforma: i potenziali acquirenti, secondo quanto previsto dalla bozza di bacheca messa in consultazione dal GME, sarebbero favoriti rispetto ai venditori, avendo a disposizione un set informativo più ricco. Le informazioni pubblicate potrebbero tuttavia non essere coerenti con i parametri che saranno, una volta conclusa l'attività conoscitiva sulla piattaforma, oggetto di negoziazione successiva. L'interesse da parte degli acquirenti dovrebbe emergere innanzitutto sulla base della qualità del progetto e del venditore. Gli acquirenti che hanno interesse a entrare in un contratto di lungo termine e che intendono posizionarsi sul mercato si troverebbero d'altra parte nell'impossibilità di pubblicare informazioni minime potenzialmente utili a far conoscere la propria volontà.
- Una revisione della lista delle informazioni potrebbe agevolare una più rapida valutazione delle offerte disponibili: una soluzione potrebbe essere una suddivisione del set informativo tra informazioni minime obbligatorie e informazioni opzionali. Le informazioni minime obbligatorie dovrebbero essere tutte quelle che permettono una selezione iniziale dei progetti esistenti al fine di agevolare l'incontro tra le parti per la successiva negoziazione.

OBBLIGHI DI REGISTRAZIONE DEI CONTRATTI E MONITORAGGIO: QUALI INFORMAZIONI?

Il secondo ambito coperto dalla consultazione GME riguarda l'obbligo di registrazione dei contratti PPA sottoscritti in Italia, al fine di favorire un monitoraggio delle dinamiche del mercato PPA.

Su questo elemento, il GME rimane generico nelle sue proposte, prevedendo però una lista di informazioni necessarie.

Compare nuovamente tra gli obblighi il prezzo, sottolineando che questo deve essere unico per tutta la durata del contratto e viene introdotta la necessità di inserire la ragione sociale delle controparti coinvolte.

Rimangono tutte le altre informazioni richieste per la bacheca. Tuttavia, essendo la richiesta di tali informazioni necessaria ai fini del monitoraggio attraverso un'aggregazione di dati, potrebbe essere opportuno uniformare gli estremi contrattuali. Non è infatti possibile comparare, ad esempio, uno stesso prezzo associato a diversi profili di volume, o con

data di avvio della produzione differente. Strutture più avanzate sarebbero poi maggiormente difficili da valutare e comparare.

Si ritiene inoltre necessario rendere flessibile l'inserimento di strutture di prezzo alternative all'unica apparentemente proposta dal GME, ovvero quella di un prezzo unico e fisso per l'intera durata del contratto.

Il GME dovrebbe perfezionare la lista di informazioni prevista per l'obbligo di registrazione dei contratti facendo emergere quali sono le metriche che intende monitorare, al fine di agevolare la comprensione delle informazioni e assicurare la non divulgazione di quelle sensibili nell'ambito della gestione dei dati pervenuti dagli operatori.

GARE CONSIP: PRIME PREVISIONI DI APPROVVIGIONAMENTO TRAMITE PPA

CONTENUTI DEL DOCUMENTO IN CONSULTAZIONE

CONSIP, con il ruolo di centrale di aggregatore di acquisti e committenza per le Pubbliche Amministrazioni (PA) italiane, fornisce strumenti di negoziazione e aggiudica procedure di gara una volta valutate una serie di condizioni di convenienza. Nell'ottica di promuovere acquisti a lungo termine da parte delle PA attraverso strumenti di gara, in ottemperanza al D.LGS 199/21, ha pubblicato un documento di consultazione in cui pone domande specifiche per sondare l'interesse all'utilizzo di questo tipo di contratti.

Il documento di consultazione va direttamente nel dettaglio dell'argomento, con lo scopo di conoscere e approfondire il potenziale contenuto dei contratti PPA oggetto di contrattazione e gara e ponendo domande aperte sulla possibile natura dei contratti: durata minima, fonte rinnovabile da approvvigionare, applicazione della gara a impianti nuovi o esistenti, esigenza di individuare volumi o potenza installata minima per la stipula dei contratti, struttura di *pricing* appropriata, quote residuali di approvvigionamento *green* tramite Garanzie d'Origine (GO).

INTENTO DI CONSIP APPREZZABILE: NECESSARIO APPROFONDIRE LA NATURA DEI PPA

Lo sforzo di CONSIP per valutare i bisogni della PA e l'interesse alla stipula di contratti PPA di lungo termine va nella giusta direzione per favorire il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, oltre che essere

di esempio per le aziende private. Sono infatti oltre 46 mila gli uffici della PA, tra amministrazioni pubbliche, scuole pubbliche e imprese partecipate a controllo pubblico, che potrebbero accedere tramite CONSIP a opzioni di *green procurement* di lungo periodo.

Questa costituisce una grande opportunità per il mercato dei PPA, potendo CONSIP, nell'ambito delle sue convenzioni con i soggetti della PA abilitati a partecipare alle gare, aggregare la domanda anche sfruttando la struttura a lotti regionali / provinciali attualmente esistente.

Emergono però alcuni spunti di miglioramento riguardo al tipo di domande poste alla PA e, in particolare, alla richiesta di indicare un prezzo fisso come struttura di *pricing* prevalente e alla mancanza di riferimenti alla struttura di volume del produttore. La natura dei contratti PPA, specialmente per impianti di nuova costruzione, è infatti tale da non potere prescindere dall'acquisto di un volume legato al profilo di produzione dell'impianto.

L'esigenza tipica dei soggetti produttori è infatti quella di vendere energia a lungo termine al fine di favorire il finanziamento dell'impianto da parte di un soggetto terzo con capitale di debito.

Il finanziamento viene più facilmente concesso quando, in ottica di *business planning*, fatturato e ritorni economico-finanziari del progetto sono sufficientemente stabili e consentono di tenere sotto controllo il pagamento del debito.

Nel perseguire l'obiettivo di favorire l'approvvigionamento a prezzi competitivi anche con contratti di lungo termine, CONSIP dovrebbe quindi comprendere che i PPA differiscono dalle modalità di approvvigionamento già utilizzate nell'ambito delle gare d'appalto esistenti per l'acquisto di energia elettrica, mancando in essi l'elemento di standardizzazione contrattuale che invece caratterizza i mercati dell'energia liquidi.

Al fine di evitare il rischio di gare deserte per gli approvvigionamenti di contratti PPA, CONSIP dovrebbe considerare che:

- l'esigenza dei soggetti produttori, particolarmente rilevante per impianti di nuova costruzione, è di sottoscrivere un contratto di vendita per il profilo *pay-as-produced* (quanto effettivamente prodotto dall'impianto) oppure, qualora consentito dall'appetito al rischio dei soggetti finanziatori, a profili standardizzati basati sul profilo di produzione

TABELLA 2. NUMERO DI SOGGETTI DELLA PUBBLICA AMMINISTRAZIONE

AMMINISTRAZIONI PUBBLICHE	10 107
ISTAT - Settore S13 del SEC 2010	
Organi costituzionali	9
Ministeri e Presidenza del Consiglio dei Ministri	14
Regioni e province autonome	21
Città metropolitane	14
Comuni	7 915
- di cui sopra 1000 abitanti	5 983
- di cui sopra 5000 abitanti	2 417
Comunità montane	153
Unione di Comuni	572
Consorzi tra amministrazioni locali	144
Consorzi tra Comuni	128
Adisu (diritto allo studio)	27
Agenzie per promozione turismo	55
Agenzie per il lavoro	11
ARPA e Agenzie Ricerca e formazione	44
Agenzia per la Sanità	15
Autorità portuali	16
Parchi Aree Protette	151
Agenzie Regionali Sviluppo Agricolo	8
ATO/Consorzi di Bacino	99
Consorzi di Bacino Imbriferi	56
Aziende Ospedaliere	105
Aziende Sanitarie Locali	101
Università	68
Consorzi interuniversitari di ricerca	21
Fondazioni Lirico Sinfoniche	13
Teatri Nazionali	16
Enti nazionali previdenza e assicurazione	22
Altri enti	309
SCUOLE PUBBLICHE	32 424
Asili nido	3 978
Scuole primarie	15 130
Scuole secondarie di primo grado	7 258
Scuole secondarie di secondo grado	6 058
IMPRESE PARTECIPATE A CONTROLLO PUBBLICO (>50%)	4 249
<i>Controllate da:</i>	
Ministero dell'Economia e Finanze	316
Altri Ministeri	100
Regioni	257
Province	134
Province Autonome	51
Comuni	1 505
Città Metropolitane	212
Camere di Commercio	61
Istituzioni sanitarie	33
Altre amministrazioni locali	138
Sottoposte a Controllo Congiunto	1 442
<i>Elaborazioni MBS Consulting</i>	

- le strutture di prezzo che potrebbe negoziare possono essere anche diverse dal prezzo fisso: una struttura *cap&floor*, ad esempio, favorirebbe l'approvvigionamento a prezzi di mercato di riferimento finché questo rimane all'interno di una banda predefinita, oltre la quale vengono applicati

dei prezzi fissi; questa modalità favorirebbe un costo dell'approvvigionamento dinamico, evitando per alcuni comparti della PA esposti alla concorrenza di approvvigionare energia a costi maggiori dei *competitor*

- la disponibilità di energia proveniente da fonti rinnovabili e da produttori disposti a utilizzare i contratti PPA come strumenti di vendita dipende in larga misura dallo stato delle autorizzazioni: CONSIP potrebbe utilizzare strumenti ponte per avviare

il processo di *green procurement* continuando però ad agire nell'ottica dell'approvvigionamento a lungo termine (ad esempio: contratti PPA fino a 3 anni da impianti esistenti; combinazione di approvvigionamento standard "a mercato" e delle GO con durate più lunghe rispetto ai comuni 12/18 mesi).



02

MERCATO ELETTRICO

SUCCESSO PER IL MAXI-TENDER SCOZZESE SULL'EOLICO OFF-SHORE

L'assegnazione dei lotti di fondale marino segna un passo da record per l'Europa, definendo un ruolo centrale per la Scozia nello sviluppo mondiale dell'innovativa categoria floating. Rilevante anche l'impatto positivo sull'economia locale.

Il 17 gennaio scorso si è conclusa con grande successo l'assegnazione dei lotti di fondale marino dislocati nei pressi della costa scozzese, prevalentemente le aree a nord-est, dedicati al futuro sviluppo di parchi eolici *off-shore*.

Complessivamente sono stati aggiudicati 17 progetti, da 74 offerter ricevute per quasi 25 GW di nuova capacità eolica, di cui circa il 60% dovrebbe appartenere alla categoria innovativa *floating* e definirebbe un ruolo centrale della Scozia nello sviluppo mondiale di questa tecnologia all'avanguardia.

L'asta è stata soltanto il primo passo di un lungo percorso di realizzazione effettiva dei progetti, con un primo commissioning atteso per il 2030. L'iniziativa dovrebbe avere un impatto positivo rilevante sull'economia interna, in quanto il 60% degli approvvigionamenti necessari alla realizzazione dei progetti dovrà provenire da fornitori locali.

Fra i numerosi partecipanti, anche Falck Renewables, che si è aggiudicata 3 aree per le quali è in programma lo sviluppo di 2.7 GW di capacità *off-shore* galleggiante (Tabella 1).

TABELLA 1. SCOTWIND: L'ELENCO DEI PROGETTI ASSEGNATI

Candidato principale	Area (km ²)	Capacità (MW)	Base
BP Alternative Energy Investments	859	2 907	fissa
SSE Renewables	859	2 610	galleggiante
Falck Renewables Wind	280	1 200	galleggiante
Shell	860	2 000	galleggiante
Vattenfall	200	798	galleggiante
DEME Concessions Wind NV	187	1 008	fissa
DEME Concessions Wind NV	200	1 008	galleggiante
Falck Renewables Wind	256	1 000	galleggiante
Moray Offshore Renewable Power	429	1 000	fissa
Falck Renewables Wind	134	500	galleggiante
Scottish Power Renewables	684	3 000	galleggiante
BayWa r.e. UK	330	960	galleggiante
Offshore Wind Power	657	2 000	fissa
Northland Power	390	1 500	galleggiante
Magnora ASA	103	495	mista
Northland Power	161	840	fissa
Scottish Power Renewables	754	2 000	fissa

Elaborazioni MBS Consulting

APPROVATO IL NUOVO SCHEMA INCENTIVANTE PER LA RIDUZIONE DEI COSTI DI DISPACCIAMENTO

Al fine di rispondere al marcato aumento dei costi degli ultimi anni per l'approvvigionamento di risorse sul Mercato per i Servizi di Dispacciamento (MSD), sostenuti dal TSO ([Newsletter 257](#) e [259-260](#)), l'ARERA a luglio dello scorso anno, con la Consultazione [325/20221/E/eel](#), ha proposto l'introduzione di un meccanismo di incentivazione da versare a Terna finalizzato proprio alla riduzione di tali costi.

Tale meccanismo prevede il riconoscimento di un premio qualora gli interventi attuati dal TSO comportino la riduzione dei costi di dispacciamento per uno specifico anno rispetto ad un anno preso come riferimento.

Con la delibera [597/2021/R/eel](#), ARERA ha approvato tale meccanismo di incentivazione recependo la maggior parte delle soluzioni proposte nella consultazione di luglio.

ARERA, conferma una struttura dell'incentivo di tipo *output-based* che non limita il perimetro degli interventi incentivabili, ma lascia a Terna il compito di valutare le soluzioni più opportune per l'efficientamento dell'attività di dispacciamento.

Nella delibera viene specificato come i costi di dispacciamento utilizzati come riferimento per la valutazione delle *performance* degli interventi messi in campo da Terna, debbano essere sterilizzati da tutte quelle componenti che potrebbero distorcerne l'effettivo valore come tipo:

- costi coperti dalla componente *uplift*¹ destinati alla remunerazione dei compensatori sincroni² realizzati da operatori terzi
- costi associati ai progetti pilota (delibera [300/2017/eel](#)) che non hanno trovato ancora applicazione
- costi derivanti dall'approvvigionamento della riserva primaria del Mercato del Giorno Prima, in quanto tali movimentazioni vengono eseguite in via eccezionale per garantire l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale
- costi associati a interventi già oggetto di incentivazione ai sensi della delibera [699/2018/R/eel](#)
- costi associati al *Capacity Market*.

Oltre a tali componenti, nel valore di riferimento dovranno essere isolate tutte quelle variabili "esogene" e quindi fuori dal controllo di Terna che potrebbero avere un impatto sui costi di dispacciamento.

Secondo quanto indicato nella consultazione di luglio, spetta a Terna il compito di definire la metodologia per il calcolo e l'aggiornamento del valore di riferimento, regole che sono state approvate da ARERA.

Il valore di riferimento per l'anno 2019, in base al quale andrà valutata la *performance* per il 2022 è pari a 2.005 milioni di euro. Tale *baseline* sarà ulteriormente oggetto di revisione a fine 2022 per tener conto dell'effetto di eventuali variabili fuori dal controllo di Terna.

ARERA, nella delibera 597/2021, ha confermato tutti i principi alla base del calcolo dei premi e delle penalità in base ai quali:

- la *performance* sarà valutata nel triennio con decorrenza a partire dal 2022
- il corrispettivo da versare a Terna (o che Terna dovrà versare all'ARERA) sarà calcolato come una percentuale della *performance* in maniera asimmetrica in cui i premi sono maggiori delle penalità.

L'ARERA ha ritenuto opportuno definire un *cap* massimo dei premi e delle penalità pari, rispettivamente, a 150 milioni di euro e 40 milioni di euro (entrambi i corrispettivi fanno riferimento al triennio).

Sulla base di tali valori, sono state riviste al ribasso le percentuali da applicare alle *performance*. Il premio complessivo sarà pari al 14% (invece che al 15%) del risparmio ottenuto nel triennio; mentre la penale sarà pari al 4% (rispetto al 5% come proposto nella consultazione) del maggior costo sostenuto.

Rispetto alla consultazione di luglio, ARERA ha rivisto le regole per l'erogazione dei premi e delle penalità tramite la componente *uplift*, al fine di contenere il più possibile il rischio di erogare incentivi che possano essere oggetto di parziale restituzione negli anni successivi. Il premio/penalità per l'anno 2022 sarà erogato in tre anni, per l'anno 2023 in due anni e per il 2024 in un anno.

L'ARERA sottolinea, ancora una volta, come risulti necessaria una revisione delle attuali regole di dispacciamento al fine di ampliare la platea di risorse (flessibili) coinvolte nell'erogazione di servizi ancillari indispensabili per garantire la sicurezza del sistema elettrico vista la crescente penetrazione delle risorse rinnovabili rinnovabili e il progressivo phase-out degli impianti di generazione a carbone.

¹ Corrispettivo unitario a copertura dei costi MSD, degli sbilanciamenti e di altre partite connesse al funzionamento del mercato elettrico sostenuti da Terna a carico degli utenti del dispacciamento per i prelievi di energia elettrica effettuati.

² Macchina elettrica, motore sincrono, utilizzata per regolare la tensione nel nodo di rete in cui viene installata, andando a iniettare o prelevare potenza reattiva.



03

IMPRESA

E ISTITUZIONI

AIUTI DI STATO: APPROVATE LE LINEE GUIDA PER CLIMA, AMBIENTE ED ENERGIA

Confermati gli orientamenti della bozza di giugno 2021, con l'integrazione di alcune osservazioni emerse in fase di consultazione sulle norme che avrebbero potuto generare ulteriori ritardi per i PNRR, sull'approvazione degli schemi di aiuto non assegnati tramite asta competitiva, sull'inclusione dei sistemi di accumulo tra le infrastrutture potenzialmente beneficiarie degli aiuti e sulle regole per l'identificazione e l'inclusione dei settori energy intensive esposti al rischio di delocalizzazione.

Il 21 dicembre 2021 Bruxelles ha pubblicato il testo definitivo delle [linee guida per gli aiuti di Stato a favore del clima, dell'ambiente e dell'energia](#) (CEEAG) che, a partire da gennaio 2022, sostituiscono [le linee guida per gli aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia \(2014-2020\)](#) (EEAG). Le nuove linee guida sono il risultato di un processo iniziato nel corso del 2020, che ha individuato i limiti delle precedenti linee guida e ad allineare il piano di investimenti dei singoli Stati membri agli obiettivi del [Green Deal europeo](#) e del nuovo pacchetto [Fit-for-55](#).

La proposta con gli orientamenti della Commissione per la revisione della disciplina è stata pubblicata lo scorso giugno ([Newsletter 255](#)) e sottoposta alla consultazione pubblica, che si è chiusa ad agosto 2021. Il documento finale delle linee guida mantiene la struttura e, in linea generale, i contenuti presentati nella bozza di giugno, ma integra alcuni correttivi emersi in fase di consultazione.

LE NOVITÀ PRINCIPALI DELLA DISCIPLINA

La disciplina CEEAG punta al potenziamento degli strumenti a disposizione degli Stati membri per sostenere e accelerare la transizione verde, facilitando anche i processi di intervento nelle aree chiave della transizione.

Le novità principali introdotte dalle nuove linee guida, già presenti nella [bozza](#) pubblicata lo scorso giugno, includono:

- l'estensione dell'area di copertura della disciplina a tutte le tipologie di investimenti e di tecnologie che contribuiscono al raggiungimento dei *target* del *Green Deal*
- l'introduzione di nuove sezioni dedicate ai settori che influiscono sui *target* climatici europei
- nuove norme per la riduzione della tassazione sui consumi di energia elettrica per i settori *energy intensive* allo scopo di ridurre il rischio di

delocalizzazione. In questo ambito, la Commissione ha anche confermato gli sgravi per quegli investimenti che finanziano decarbonizzazione e politiche sociali, snellendo però la lista dei settori ammissibili per evitare un intervento distortivo degli Stati membri dove non strettamente necessario

- l'incremento delle salvaguardie per garantire un utilizzo efficace delle risorse pubbliche, limitandolo a interventi di provata necessità. La Commissione ha quindi introdotto l'obbligo di consultazione pubblica per determinate tipologie di aiuto, in modo da coinvolgere tutti gli *stakeholders* nel processo di definizione degli aiuti
- una maggiore coerenza con gli orientamenti europei in ambito energetico e ambientale, eliminando dalla disciplina le misure a supporto dei combustibili fossili e includendo misure a sostegno del *phase-out* delle tecnologie ad alte emissioni nel settore energetico. Le CEEAG prevedono, infatti, la possibilità di una valutazione positiva degli aiuti a favore di alcune fonti fossili solo se gli Stati membri possono dimostrare il loro contributo ai *target* europei sul clima per il 2030 e il 2050 ed escludere l'effetto *lock-in* di tali fonti o delle tecnologie connesse
- l'aumento della flessibilità e la razionalizzazione della disciplina, andando, ad esempio, a semplificare la valutazione di misure trasversali a più aree di intervento ed eliminando l'obbligo di notifica individuale per i grandi progetti nell'ambito di regimi di aiuto già approvati in precedenza.

LE NUOVE CATEGORIE DI AIUTO E LE INTEGRAZIONI NEL TESTO DEFINITIVO

La lista delle categorie di aiuto incluse nel testo definito della disciplina CEEAG (**Tabella 1**) è in linea con quanto proposto nella bozza dello scorso giugno.

TABELLA 1. CATEGORIE DI AIUTO, CEEAG

Linee guida per gli aiuti di Stato a favore del clima, dell'ambiente e dell'energia (CEEAG)
1) Aiuti per la riduzione e la rimozione delle emissioni dei gas a effetto serra, anche attraverso il supporto delle energie rinnovabili e dell'efficientamento energetico
2) Aiuti per il supporto della <i>performance</i> ambientale e energetica negli edifici
3) Aiuti per l'acquisto e il <i>leasing</i> di mezzi di trasporto puliti e per la trasformazione dei mezzi per farli qualificare come puliti
4) Aiuti a favore della diffusione di strutture di ricarica e rifornimento
5) Aiuti per un uso efficiente delle risorse e a supporto dell'economia circolare
6) Aiuti per la prevenzione o la riduzione dell'inquinamento, non legato ai gas a effetto serra.
7) Aiuti per il risanamento di siti contaminati, la riabilitazione di ecosistemi naturali, la protezione o il recupero della biodiversità e per soluzioni naturali all'adattamento climatico
8) Aiuti sotto forma di riduzioni fiscali
9) Aiuti per la sicurezza della fornitura elettrica
10) Aiuti per le infrastrutture energetiche
11) Aiuti per il teleriscaldamento e il teleraffreddamento
12) Aiuti sotto forma di riduzione di tasse per i consumi elettrici per i consumatori <i>energy-intensive</i>
13) Aiuti per la cessazione delle attività inerenti al carbone a allo <i>shale oil</i>
14) Aiuti a favore di studi sulla tutela ambientale e l'energia

Elaborazioni MBS Consulting

Il testo della disciplina, che riporta, per ogni categoria di aiuto, il perimetro degli interventi supportati e le indicazioni affinché questi superino il controllo da parte della Commissione, include anche alcuni orientamenti emersi nella consultazione.

Riportiamo di seguito una breve descrizione di alcune delle categorie di aiuto incluse nella nuova disciplina.

AIUTI PER LA RIDUZIONE E LA RIMOZIONE DELLE EMISSIONI DEI GAS A EFFETTO SERRA

- Perimetro di applicazione: tutti gli aiuti a sostegno dell'energia prodotta da fonti rinnovabili e delle tecnologie il cui scopo primario è la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, inclusi gli aiuti a favore delle tecnologie di cattura, accumulo e utilizzo dell'anidride carbonica, dell'efficientamento energetico e della riduzione delle emissioni nei processi industriali.
- Alcuni requisiti per l'approvazione:
 - prima di notificare l'aiuto, gli Stati membri devono predisporre una consultazione pubblica di 6 settimane per gli schemi che prevedono un impegno di risorse superiore a 150 milioni di euro all'anno, o di 4 settimane se inferiore. La consultazione non è richiesta per le modifiche ad aiuti precedentemente approvati, se non

estendono la durata degli schemi di oltre 10 anni o se prevedono un impegno di risorse inferiore a 150 milioni di euro all'anno, sono allocati tramite un processo di asta competitiva e non supportano investimenti in fonti fossili.

- per rispettare il principio di proporzionalità, la Commissione richiede che l'allocazione dell'aiuto avvenga tramite un'asta competitiva non discriminatoria. Tuttavia, se vi sono evidenze di significative differenze (>10%) nelle offerte dei potenziali beneficiari, la Commissione può considerare l'approvazione di uno schema di aiuto che allochi le risorse tramite diversi processi d'asta, in grado di raggruppare soggetti con gli stessi livelli di costi nelle stesse sessioni di asta. Uno schema di aiuto può essere esentato dall'obbligo di attribuzione tramite asta competitiva se la dimensione dei progetti beneficiari è inferiore a:

- * 1 MW di capacità per i progetti di generazione e *storage* di energia elettrica o per i progetti di generazione di riscaldamento o di produzione a gas
- * 1 MW di domanda massima per i progetti di consumo elettrico
- * 6 MW di capacità installata (o domanda massima) per progetti interamente gestiti da PMI o da comunità energetiche rinnovabili
- * 18 MW di capacità installata, interamente coperta da generazione eolica; per progetti interamente gestiti da PMI o da comunità energetiche rinnovabili
- * 300 mila euro/progetto, per le misure a favore dell'efficientamento energetico che non coinvolgono la generazione di energia a beneficio di PMI.

- la Commissione stabilisce che gli aiuti a favore di fonti fossili altamente inquinanti (quali carbone, diesel, lignite e *shale oil*) sono distorsivi per la concorrenza senza produrre alcun effetto positivo in grado di controbilanciare. Questi aiuti non potranno quindi essere approvati dalla disciplina europea degli aiuti di Stato. Per gli aiuti a favore del gas naturale, o per altre fonti non rinnovabili meno inquinanti, la Commissione dispone che potranno essere approvati solo se lo Stato membro sarà in grado di dimostrare il loro contributo al raggiungimento degli obiettivi climatici per il 2030 il 2050, oltre che a spiegare come intende evitare che queste fonti restino

stabilmente nel *mix* energetico, per esempio attraverso l'obbligo di conversione dell'impianto da gas a un combustibile rinnovabile o a minori emissioni, di chiusura dell'impianto entro una determinata scadenza o all'applicazione di tecnologie di cattura della CO₂.

- Modifiche/integrazioni nel testo definitivo:
 - la durata della consultazione pubblica richiesta per gli aiuti con un impegno di risorse annuo superiore ai 150 milioni di euro è stato portato da 8 a 6 settimane
 - la soglia per ritenere significative le differenze tra le offerte di diverse categorie di soggetti in un sistema di allocazione tramite aste competitiva è stata portata dal 15% al 10%
 - nell'bozza, l'esenzione dall'obbligo di assegnazione degli aiuti tramite un procedimento di asta competitiva era limitata ai progetti di generazione e storage di energia elettrica o per i progetti di generazione di riscaldamento o di produzione a gas con capacità installata inferiore ai 400 kW e ai progetti di consumo elettrico con domanda massima inferiore a 400 kW. Il testo definitivo, oltre a innalzare le soglie di esenzione per questi progetti ha quindi anche esteso la fattispecie di esenzione dall'obbligo anche ad alcuni progetti a beneficio di comunità energetiche e PMI. Gli aiuti a favore della produzione di idrogeno rinnovabile e delle connesse infrastrutture possono ricadere in questa categoria di aiuto, mentre misure di supporto ai biocombustibili possono essere approvati nell'ambito di questa categoria di aiuti solo se rispettano i criteri di sostenibilità delineati dalla direttiva europea 2018/2001 (RED II).

AIUTI PER IL SUPPORTO DELLA PERFORMANCE AMBIENTALE E ENERGETICA NEGLI EDIFICI

- Perimetro di applicazione: tutti gli aiuti a favore dell'incremento dell'efficienza negli edifici anche combinati con interventi che contribuiscano a migliorare il profilo energetico degli stessi edifici, l'installazione di punti di ricarica, di infrastrutture di generazione e accumulo per le rinnovabili.
- Alcuni requisiti per l'approvazione:
 - per rientrare in questa categoria di aiuto, l'intervento deve rispettare dei livelli minimi di risparmio energetico. Per la ristrutturazione di edifici esistenti è richiesto un risparmio sulla domanda di energia primaria pari ad almeno

il 20%, mentre, per i nuovi edifici, il risparmio energetico richiesto rispetto al livello di consumi stabilito per gli Edifici a Energia Quasi Zero (*Nearly zero Energy Buildings*¹, NZEB) è del 10%. Se l'intervento di efficientamento coinvolge solo l'installazione o la sostituzione di un unico elemento (come ad esempio la caldaia), il risparmio energetico deve essere pari almeno al 10%

- affinché il sostegno pubblico abbia un "effetto incentivo" non possono essere erogati aiuti che permettano ai beneficiari il raggiungimento di standard minimi definiti dall'Unione già stato obbligatori
- per rispettare il criterio di proporzionalità negli interventi di efficientamento negli edifici, l'aiuto non deve superare il 30% dei costi ammissibili (corrispondenti ai costi aggiuntivi per il raggiungimento della migliore performance ambientale), o al 25% se l'intervento riguarda un unico elemento nell'edificio. Incrementi della soglia massima dell'intensità sono legati all'aumento del livello di risparmio energetico raggiunto con l'intervento e alla dimensione delle imprese beneficiarie degli aiuti.

- Modifiche/integrazioni nel testo definitivo:
 - secondo quanto riportato nella bozza, gli aiuti volti a portare a standard di efficienza energetica superiori non sarebbero stati accettati dalla Commissione se il l'aumento dell'efficienza fosse già stato reso obbligatorio da una norma efficace entro i 18 mesi successivi all'approvazione dell'aiuto. Il testo definitivo permette invece agli stati membri di supportare i soggetti interessati nel raggiungimento degli standard di efficienza dell'Unione anche nei 18 mesi precedenti l'entrata in vigore di un eventuale obbligo, pur imponendo dei limiti più restrittivi sull'intensità massima dell'aiuto (20% dei costi ammissibili per l'intero edificio e 15% per un singolo elemento).

AIUTI PER LA MOBILITÀ SOSTENIBILE

- Perimetro di applicazione: tutti gli aiuti che permettono di incrementare la penetrazione dei mezzi di trasporto a energia pulita, come ad esempio i sostegno all'acquisto di nuovi veicoli, il rinnovo di quelli esistenti che porti a standard qualitativi allineati con quelli dei mezzi a energia pulita, l'installazione di stazioni di ricarica e

¹ Direttiva Europea per la Performance Energetica degli Edifici.

rifornimento (anche per la ricarica smart o per la produzione e lo stoccaggio di elettricità o idrogeno da fonti rinnovabili tramite sistemi annessi alla struttura di rifornimento).

- Alcuni requisiti per l'approvazione:
 - per rispettare il criterio di proporzionalità la Commissione richiede che l'aiuto venga assegnato tramite un'asta competitiva. Sono esentati da questa procedura gli aiuti per l'acquisto di veicoli da parte di imprese attive nel settore pubblico e gli aiuti a sostegno della realizzazione di stazioni di ricarica o di rifornimento dedicate a specifiche categorie di utenti
 - gli aiuti a favore di veicoli su strada, acqua o rotaie, alimentati da carburanti altamente inquinanti (quali benzina, GPL o diesel) non soddisfano il requisito di non distorcere negativamente la competizione sul mercato visto che oltre ad essere sufficientemente diffusi, esistono già alternative più pulite. Non rientrano tra i beneficiari degli aiuti approvati dalla Commissione ai sensi delle CEEAG nemmeno gli investimenti in veicoli stradali che utilizzino il gas come carburante (sottoforma di GNL o di biogas, ad esempio), né le relative strutture di rifornimento. La Commissione ritiene infatti che, visti gli ultimi sviluppi di mercato, queste tecnologie non rappresentino più la via più efficiente per mitigare il cambiamento climatico o ridurre l'inquinamento. Le stazioni di rifornimento di gas per i soli mezzi pesanti possono rientrare negli aiuti fino al 2025. I veicoli per il trasporto su acqua a GNL o GNC possono invece essere beneficiari di aiuti solo se lo Stato membro è in grado di dimostrare che l'intervento non genererebbe un effetto *lock-in* per tali tecnologie e solo se non sono disponibili sul mercato tecnologie più pulite al momento della definizione dell'aiuto
 - gli Stati membri possono finanziare stazioni di rifornimento per l'idrogeno anche non rinnovabile o a basse emissioni, solo in presenza di un piano per l'eliminazione entro il 2035 dell'idrogeno non rinnovabile o non a basse emissioni fornito alla stazione di rifornimento
- Modifiche/integrazioni nel testo definitivo: il testo definitivo ha introdotto regole più stringenti per il finanziamento pubblico di veicoli o stazioni di rifornimento alimentati da fonti non rinnovabili.

AIUTI PER LA SICUREZZA DELLA FORNITURA ELETTRICA

- Perimetro di applicazione: tutti gli aiuti volti a incrementare la sicurezza delle forniture di energia elettrica, inclusi i meccanismi di capacità o di *demand response*, le misure per la remunerazione delle interrompibilità e gli investimenti pubblici nei sistemi di stoccaggio e di riserva di rete.
- Alcuni requisiti per l'approvazione:
 - la valutazione sul soddisfacimento del requisito di necessità deve basarsi sugli studi di adeguatezza condotti da ENTSO-E e dai soggetti incaricati negli Stati membri. Gli Stati membri dovranno comunque provare quali fallimenti di mercato non permettono di raggiungere lo standard di adeguatezza in mancanza dell'aiuto pubblico
 - per soddisfare il requisito di adeguatezza, gli Stati membri dovranno invece mostrare di aver prima considerato degli strumenti di mercato per incrementare la sicurezza del sistema, quali ad esempio il miglioramento del funzionamento del mercato degli sbilanciamenti, una maggiore integrazione nel sistema della generazione non programmabile o la rimozione di barriere agli scambi con l'estero
 - prima della notifica, gli Stati membri devono sottoporre a consultazione pubblica gli schemi di aiuto che ricadono in questa categoria. La consultazione deve durare 6 settimane per gli aiuti che superano 100 milioni di euro all'anno, o 4 settimane, se prevedono un trasferimento inferiore ai 100 milioni di euro annui. Gli aiuti inferiori ai 100 milioni di euro annui allocati tramite asta competitiva e che non supportano investimenti in fonti fossili sono esentati dall'obbligo di consultazione
 - per il soddisfacimento del criterio di proporzionalità, la Commissione richiede che l'aiuto venga assegnato tramite un'asta competitiva. In esito all'asta, ai beneficiari degli aiuti dovrebbero rimanere i giusti incentivi per contribuire alla sicurezza della fornitura elettrica. Tale giusto incentivo dovrebbe essere collegato al *value of lost load* (VOLL)
 - per i nuovi investimenti in generazione basati su impianti gas, la Commissione dispone che potranno essere approvati solo se lo Stato membro sarà in grado di dimostrare il loro contributo al raggiungimento degli obiettivi

climatici per il 2030 il 2050, oltre che a spiegare come intende evitare il permanere di queste fonti nel *mix* energetico. Per soddisfare questi punti, potrebbe essere chiesto di inserire, tra requisiti di partecipazione al meccanismo di incentivo, un obbligo di conversione dell'impianto dal gas a un combustibile rinnovabile o con minori emissioni entro un certo orizzonte temporale, un obbligo di chiusura dell'impianto entro una determinata scadenza o l'impegno allo sviluppo di tecnologie di cattura della CO₂.

- Modifiche/integrazioni nel testo definitivo:
 - il testo definitivo prevede l'applicazione dell'obbligo di consultazione solo per gli aiuti notificati dopo il 1° luglio 2023. Questa modifica fa seguito alla richiesta da parte di alcuni paesi (inclusa l'Italia) in fase di consultazione di posporre l'entrata in vigore di tale obbligo per non creare ritardi per le misure nei Piani Nazionali di Ripresa e Resilienza (PNRR)
 - la durata della consultazione pubblica richiesta per gli aiuti con un impegno di risorse annuo superiore ai 100 milioni di euro è stato portato da 8 a 6 settimane.

AIUTI PER LE INFRASTRUTTURE ENERGETICHE

- Perimetro di applicazione: tutti gli aiuti a favore delle infrastrutture energetiche che non godono di regime di monopolio legale o naturale, come ad esempio le reti di trasporto e i sistemi per lo stoccaggio, lo scambio e la trasformazione dell'idrogeno, e le infrastrutture dedicate ad altre tecnologie emergenti. Sono generalmente escluse dalla disciplina le misure a sostegno delle infrastrutture di rete elettrica e gas, in quanto beneficiarie del regime di monopolio. Le misure a supporto dello sviluppo di infrastrutture per lo stoccaggio di energia, connesse alle reti di trasmissione o distribuzione, potranno essere validate nell'ambito di questa disciplina fino al 31 dicembre 2023.
- Alcuni requisiti per l'approvazione:
 - per essere approvati, gli aiuti non devono creare eccessivi effetti negativi sulla concorrenza nel mercato. La Commissione specifica che anche gli investimenti nelle infrastrutture del gas (se esenti dal regime di monopolio), potrebbero soddisfare questo criterio se l'infrastruttura oggetto dell'intervento potrà essere utilizzata in futuro per l'idrogeno, o per gas e combustibili rinnovabili

di origine non biologica. L'identificazione di un utilizzo alternativo della rete gas permetterebbe infatti di limitare il rischio di un *lock-in* tecnologico per le infrastrutture del gas.

- Modifiche/integrazioni nel testo definitivo: nel testo definitivo la Commissione ha specificato l'applicabilità delle linee guida previste per questa categoria di aiuti agli investimenti pubblici a favore dei sistemi stoccaggio di energia, connessi con le reti di trasmissione o distribuzione, notificati entro dicembre 2023.

AIUTI SOTTO FORMA DI SGRAVI FISCALI PER I CONSUMI ELETTRICI DEGLI ENERGY-INTENSIVE

- Perimetro di applicazione: tutti gli aiuti nella forma di riduzioni delle tasse sul consumo di energia elettrica a copertura degli oneri generati dalle iniziative a sostegno degli obiettivi ambientali ed energetici europei. I tagli considerati tra questi aiuti non coinvolgono i corrispettivi tariffari a copertura dei meccanismi di finanziamento di nuova capacità. Questi ultimi, infatti, contribuiscono alla fornitura di energia ai soggetti beneficiari degli aiuti considerati in questa categoria.
- Alcuni requisiti per l'approvazione:
 - solo i settori sufficientemente esposti al rischio di delocalizzazione possono beneficiare di questa categoria di aiuti
 - l'aiuto è considerato proporzionato solo se, dopo l'applicazione dell'aiuto, il beneficiario paga almeno il 15% dei costi per la tassazione dei consumi elettrici che avrebbe sostenuto in assenza dell'aiuto (limite portato al 25% per i settori meno esposti al commercio internazionale). In ogni caso, la tassazione sui consumi energetici non può risultare inferiore a 0.5 €/MWh.
- Modifiche/integrazioni nel testo definitivo:
 - la Commissione misura il rischio di esposizione di un settore alla delocalizzazione combinando una misura dell'intensità dei consumi elettrici del beneficiario con una misura della sua esposizione al commercio internazionale. Nella bozza delle linee guida la Commissione aveva previsto dei minimi disgiunti per i due indicatori. Ciò avrebbe limitato notevolmente il numero di settori che potevano beneficiare di questa tipologia di aiuto (da oltre 200 settori, nelle precedenti linee guida, a circa 50, secondo quanto riportato

nella risposta alla [consultazione del governo italiano](#)). Il testo definitivo impone solo un limite congiunto sui due indicatori e lascia maggior spazio alle possibili combinazioni degli indicatori che possono rendere un settore ammissibile allo schema di incentivo

- nella bozza la Commissione aveva proposto di portare il limite minimo della tassazione risultante dall'applicazione dell'aiuto al 25%. Tale limite è stato riportato al 15% nel testo definitivo delle linee guida.
- Note: La Commissione ha introdotto processi di transizione ad hoc per tutti quei settori, precedentemente beneficiari di aiuti sotto forma di riduzioni della tassazione sui consumi energetici, che non soddisfano più i criteri previsti dalle nuove linee guida.

AIUTI PER LA CESSAZIONE DELLE ATTIVITÀ INERENTI AL CARBONE E ALLO SHALE OIL

- Perimetro di applicazione:
 - aiuti pubblici volti ad accelerare la chiusura preventiva di attività redditive legate all'utilizzo di carbone o di *shale oil* attraverso la copertura dei mancati profitti dalle attività dismesse
 - misure a copertura dei costi eccezionali generati dalla chiusura di attività non concorrenziali per la generazione di energia da carbone o da *shale oil*.
- Alcuni requisiti per l'approvazione:
 - in linea generale, per rispettare il requisito di proporzionalità, gli aiuti a sostegno della cessazione di attività redditive legate all'utilizzo di carbone o shale oil dovranno essere allocati attraverso una procedura di asta competitiva. In casi eccezionali, la Commissione potrà accettare un'assegnazione dell'aiuto tramite un altro meccanismo.

LE IMPLICAZIONI DELLA NUOVA DISCIPLINA PER IL PNRR

A partire da gennaio 2022, la disciplina CEEAG è diventata il testo di riferimento per le decisioni della Commissione sui nuovi schemi di aiuto di Stato in ambito ambientale, energetico e per il clima. Per ora, gli schemi approvati prima della fine del 2021 non sono influenzati dalle nuove regole. La Commissione ha però richiesto agli Stati membri di impegnarsi ad adattare gli schemi già approvati al contenuto delle nuove linee guida entro la fine del 2023 se rimarranno attivi oltre i prossimi due anni.

La revisione delle linee guida avviene in un momento critico per gli investimenti pubblici a sostegno della transizione energetica. I molteplici investimenti inclusi nel PNRR ([Newsletter 254](#)) sono infatti stati definiti dai governi europei prima della presentazione della bozza. L'entrata in vigore delle nuove regole potrebbe, quindi, richiedere agli Stati membri nuovi sforzi per adattare gli schemi proposti nel PNRR, e non ancora sottoposti alla Commissione, alle nuove disposizioni. Per questa ragione, in fase di Consultazione, il governo italiano ha richiesto alla Commissione il differimento di almeno un anno dell'entrata in vigore delle nuove regole, anche solo limitatamente alle misure del PNRR nidificate prima di gennaio 2022. La Commissione non ha dato seguito a queste richieste di eccezione sulla disciplina generale, ma ha previsto dei ritardi dell'entrata in vigore di alcune disposizioni. L'obbligo di lanciare una consultazione pubblica prima della notifica per alcune categorie di aiuto entrerà infatti in vigore solo a partire da luglio 2023. Quest'ultima concessione della Commissione risponde anche alle preoccupazioni dei Stati membri dei possibili ritardi causati dall'obbligo di consultazione sulle tempistiche, già strette, dei PNRR.

Anche la richiesta di adattare i regimi di aiuto esistenti alla nuova disciplina entro l'inizio del 2024 ha suscitato alcuni dubbi da parte del governo italiano, visto il coinvolgimento di misure del PNRR. L'aggiornamento delle misure potrebbe infatti comportare costi di adeguamento significativi, oltre che minare la certezza giuridica.

The image features a scenic landscape of misty mountains and a forest at sunrise or sunset. The sky is filled with soft, golden light and scattered clouds. The mountains are covered in dense evergreen forests, and a thick layer of mist or fog hangs in the valleys between them. The overall color palette is dominated by blues, greens, and warm oranges from the low sun. A solid teal gradient bar spans the bottom third of the image, providing a background for the title text.

04

MERCATO

GAS NATURALE

LA COMMISSIONE DISEGNA IL NUOVO MERCATO DEL GAS

Due mercati conviveranno: uno dedicato ai gas rinnovabili e a basso contenuto di carbonio, con al massimo un 5% di idrogeno, e uno di idrogeno puro. Funzioneranno in modo simile al mercato gas liberalizzato europeo, ma le tariffe entry-exit alle frontiere saranno azzerate. Nel frattempo, si potenziano i meccanismi di coordinamento guidati dalle reti di operatori europei, e aumentano le misure per la sicurezza, con al centro gli stoccaggi. Quelli di gas oggi e quelli di idrogeno domani vanno verso una regolazione più severa (ma simile a quella italiana) con la possibilità di instaurare uno stoccaggio di gas comune europeo.

Nel pieno della crisi che ha investito il mercato globale delle *commodities*, la Commissione pubblica un *draft* del nuovo *gas package*, una [direttiva](#) e un [regolamento](#) che, come previsto dalla *Roadmap* per il *Green Deal*, ridisegnano il mercato del gas, accompagnandolo verso la progressiva sostituzione del gas fossile con i gas rinnovabili, creando l'impalcatura per il futuro mercato europeo dell'idrogeno.

I gas, classificati come gas naturale, idrogeno, gas rinnovabili e gas a basso contenuto di carbonio, sono destinati a rappresentare una quota rilevante del *mix* energetico anche nelle proiezioni coerenti con la totale decarbonizzazione al 2050, attraverso la sostituzione del metano fossile, in parte con gas rinnovabili e in parte con gas a basso contenuto di CO₂, ossia per i quali si può certificare, ad esempio attraverso la cattura, una riduzione della CO₂, emessa nel ciclo di vita, almeno del 70%.

In questo contesto sono state individuate dalla Commissione quattro aree di rischio.

Area I, legata alla necessità di creare un mercato oggi inesistente: il mercato sarà prevalentemente europeo e basato su scambi tra Stati membri; la mancanza di investimenti infrastrutturali potrebbe quindi comprometterne lo sviluppo; tuttavia le infrastrutture per l'idrogeno, grazie agli elevati costi fissi, presentano le caratteristiche di un monopolio naturale, e il mercato potrebbe risultare non competitivo; anche l'implementazione di criteri qualitativi differenti tra i diversi Stati membri potrebbe minare lo sviluppo del mercato europeo.

Area II, legata al fatto che oggi la maggior parte del gas è importato: questo può comportare rilevanti barriere all'entrata dovute alla mancanza di regole adeguate per la produzione nazionale di biometano e per l'importazione di nuovi gas ai terminali di GNL esistenti.

Area III, legata alla programmazione della rete, oggi non coordinata né tra diversi gestori del settore elettrico e del gas, né con i distributori, a cui sono allacciati la maggior parte dei produttori di biometano e che quindi assumono un ruolo sempre più rilevante, e che non tiene conto delle necessità di dismettere alcune reti o di riqualificarle.

Area IV, legata all'ancora non completo sviluppo competitivo dei mercati *retail*, che potrebbe impedire il trasferimento dei vantaggi del mercato ai consumatori finali.

La soluzione individuata prevede di riproporre sostanzialmente il disegno di mercato adottato con la liberalizzazione dei mercati elettrici e del gas, basato sulla divisione delle reti, gestite in regime regolato, dalle fasi di produzione e vendita. Le revisioni necessarie per l'integrazione del mercato del gas, che contempla un *blending* di idrogeno al massimo del 5%, e per la realizzazione di un parallelo mercato dell'idrogeno richiede però una serie di modifiche tali da prevedere la completa riscrittura dell'intero pacchetto. Questo include la Direttiva Gas ([2009/73/CE](#)), della sua integrazione del 2019 ([692/2019/CE](#)) del Regolamento sul mercato ([Regolamento 715/2009](#)) nonché, scorta delle recenti evoluzioni di mercato, della Direttiva sulla sicurezza dell'offerta ([Direttiva 2009/81/CE](#)).

Preliminarmente alla discussione sull'organizzazione del mercato, vengono esaminate tre aree di rilevanza.

Il ruolo del consumatore. Una serie di misure vengono introdotte, similmente a quanto già fatto con la Direttiva sul mercato elettrico, per rafforzare non solo la protezione dei consumatori più deboli, ma anche la partecipazione consapevole del consumatore al mercato. Misurazione, fatturazione e partecipazione attiva attraverso le comunità energetiche di cittadini sono un elemento fondamentale per lo sviluppo efficiente del settore.

Il processo autorizzativo. Anche la proposta di direttiva individua il tema delle autorizzazioni come un tema chiave per il successo della transizione. I mezzi proposti per il superamento di questo potenziale scoglio potrebbero aiutare anche l'esperienza italiana ingaggiata da tempo nel tentativo di facilitare i processi amministrativi.

- La previsione di un tempo massimo per l'ottenimento delle autorizzazioni per le infrastrutture di gas naturale e idrogeno, individuato in due anni, eccezionalmente estendibile a tre.
- La valutazione da parte degli Stati membri del funzionamento del procedimento autorizzativo, e l'inclusione di questa valutazione all'interno della relazione sullo stato di adempimento del PNIEC dovuto dagli stessi alla Commissione.
- La garanzia di un *contact point* unico e gratuito, che garantisca la continuità e la completezza delle informazioni sul processo autorizzativo.

Le autorizzazioni ottenute per le infrastrutture di gas naturale restano valide in caso di riqualificazione a idrogeno. La mancata saturazione delle reti esistenti rimane tuttavia una fattispecie di diniego all'autorizzazione di nuove infrastrutture.

Certificazione. I gas rinnovabili devono essere certificati ai sensi della RED II ([2009/28/CE](#)). Tuttavia, la Direttiva sulle fonti rinnovabili per definizione non contempla i gas a basso contenuto di carbonio che, come già accennato, dovranno certificare una riduzione sul ciclo di vita del 70% di emissioni di CO₂. Entro fine 2024 è prevista l'adozione di atti delegati che specificheranno in dettaglio il metodo di valutazione dei risparmi. I gas a basso contenuto di carbonio potranno anche essere importati, e la Commissione può decidere di ammettere anche certificazioni volontarie ottenute al di fuori dell'Unione. Gli operatori di mercato possono chiedere l'ammissione degli schemi volontari alle autorità preposte dagli Stati membri, che a loro volta dovranno coordinare la comunicazione per la valutazione da parte della Commissione. Gli schemi devono riportare sufficienti informazioni sulle modalità di produzione, e garantire che le stesse non siano già state utilizzate per ottenere crediti di emissione ai sensi di qualsiasi schema.

L'accesso alla rete. Preliminarmente alla discussione sulle regole di TPA, viene proposta la regola per cui i contratti long term, se riferiti a gas fossili, non possano avere una durata superiore al 2050 (data in cui dovrebbe essere fissata una deadline vincolante

per tutti gli Stati membri per il phase-out del gas fossile): una delle regole che sicuramente farà più discutere.

Le regole per il TPA. Per le infrastrutture di gas naturale rimangono invariate: accesso regolato a reti e possibilità di scelta tra accesso regolato e negoziato per stoccaggi e terminali di GNL. Anche per le reti a idrogeno viene prevista l'applicazione del TPA, proprio alla luce delle possibili implicazioni delle condizioni di monopolio naturale. Fino al 2030 questo principio può essere derogato dagli Stati membri, per favorire lo sviluppo del mercato nella sua fase iniziale, con un sistema di esenzioni simile a quello finora in vigore per le nuove interconnessioni. Sebbene la previsione di un sistema di TPA possa sembrare prematuro, la volontà della Commissione è quella di dettare fin da subito le regole in modo da evitare la creazione di situazioni di monopolio e integrazione verticale consolidate, che possono portare a situazioni difficili da scardinare come quelle sperimentate nel mercato del gas naturale. Particolare attenzione viene posta alle infrastrutture di stoccaggio. Poiché gli stoccaggi saranno probabilmente concentrati in certe aree dell'Unione, viene ritenuta fondamentale l'implementazione di regole di TPA regolato da subito. Tra gli stoccaggi regolati rientrano quelli sotterranei di ampie dimensioni, nonché gli stoccaggi associati a terminali di importazione di idrogeno liquido o ammoniacale. Sono invece esclusi gli stoccaggi di piccole dimensioni facilmente replicabili e quelli asserviti esclusivamente alla produzione o al trasporto. Per i terminali di idrogeno viene invece confermato il regime già previsto per quelli di GNL, per cui può essere scelto dagli Stati membri il TPA regolato o negoziato.

Numerose novità vengono proposte per la redazione dei piani decennali di sviluppo della rete, che continuano a essere coordinati dai TSO. Questi dovranno basarsi su scenari congiunti redatti con il contributo di tutti gli operatori delle infrastrutture elettriche e gas, inclusi quelli delle reti di distribuzione. Il coordinamento dovrà essere assicurato anche con gli operatori degli altri Stati membri, almeno a livello regionale, e gli scenari congiunti dovranno essere coerenti con il PNIEC, tenendo conto degli obiettivi e degli strumenti per l'efficienza energetica e dell'impatto della domanda attiva. Le informazioni riportate dovranno contenere valutazioni anche sulla sicurezza dell'offerta, sul *decommissioning* o sulle riqualificazioni delle infrastrutture, nonché sull'impatto delle scelte sulle tariffe. Anche gli

operatori di stoccaggio e GNL saranno chiamati alla redazione non di un vero e proprio piano degli investimenti, ma di una valutazione della domanda e degli investimenti eventualmente necessari per garantire l'accesso dei gas rinnovabili o a basso contenuto di carbonio.

Gli operatori di infrastrutture per l'idrogeno dovranno essere certificati similmente ai TSO del gas. Così come per l'accesso, anche le regole per l'*unbundling* vengono sostanzialmente riproposte: i gestori delle infrastrutture devono essere separati legalmente e funzionalmente sia rispetto agli operatori del mercato sia rispetto alla gestione di altre infrastrutture. Solo fino al 2030 è possibile designare un *Independent system operator* per l'idrogeno verticalmente integrato, ma a patto che sia chiara la natura provvisoria di questa deroga.

Il nuovo Regolamento, che propone le linee guida per i codici di rete europei su allocazioni, bilanciamento, operatività e tariffe, introduce importanti specifiche. Si rafforza il ruolo delle reti europee: nasceranno a breve ENDSO, la rete dei distributori di gas, che come detto diventano sempre più protagonisti della scena, partecipando alla stesura del TYNDP congiunti e coordinandosi maggiormente con i TSO per garantire l'assenza di barriere allo sviluppo della generazione diffusa soprattutto per il biometano, e ENNOH, la rete degli operatori di rete dell'idrogeno: questa dovrà stendere il primo piano decennale nel 2026 e parteciperà attivamente alla stesura dell'ottava lista di PCI (a novembre 2021 è stata presentata la quinta lista, e le liste sono aggiornate ogni 2 anni).

Il sistema *entry-exit* per la gestione delle tariffe è confermato, ma con notevoli correttivi. In coerenza con l'*unbundling* e la gestione separata ogni operatore avrà la propria RAB, mentre la metodologia per il calcolo delle tariffe regolate rimane in capo alle Autorità di regolazione nazionali, che naturalmente assumono anche la gestione delle tariffe per l'utilizzo delle infrastrutture per l'idrogeno. Regole dettagliate vengono, quindi, stabilite per l'eventuale trasferimento di *asset* tra una RAB e l'altra, con l'evidente intento di regolare il caso in cui le reti o gli stoccaggi gas venissero dedicati all'idrogeno, cosa che abbiamo visto non richiede autorizzazioni. Come detto l'*entry-exit* viene sostanzialmente emendato, prevedendo una serie di sconti che dovranno facilitare lo sviluppo del mercato dei gas per la transizione e proposti dal Regolamento nella seguente misura:

- 75% per l'ingresso alla rete delle produzioni di

gas rinnovabili e a basso contenuto di carbonio localizzati all'interno dell'Unione

- 75% per l'entrata e l'uscita dagli stoccaggi, a patto che si tratti di stoccaggi utilizzati per il mercato interno e non per gestire l'interconnessione
- 100% sui punti di interconnessione, inclusi i punti di interconnessione con i paesi terzi e i terminali di GNL, a patto che sia presentata una certificazione valida ottenuta come specificato sopra, e a patto che sia utilizzata la via più breve per le interconnessioni.

Si tratta forse di una delle previsioni più rilevanti in grado di rivoluzionare maggiormente il mercato del gas per come siamo abituati a conoscerlo. L'idea è naturalmente quella di sviluppare un mercato (soprattutto per l'idrogeno) che dall'inizio nasca come europeo, non basato su zone di mercato nazionali interconnesse, ma su una singola area di mercato europea. Questo si porta dietro però notevoli complessità. Le modalità di ripartizione dei costi degli investimenti dovranno essere decise congiuntamente dagli operatori coinvolti in più Stati membri. Se il progetto va oltre i limiti dell'Unione, si proverà a estendere la regolazione TPA o a coordinarla con quella del paese estero attraverso accordi intergovernativi. Per la gestione delle partite economiche a garanzia dei ricavi degli operatori di rete, si propone l'implementazione di un meccanismo di compensazioni finanziarie. Questo meccanismo potrà essere deciso congiuntamente dagli operatori di rete, che hanno tempo fino al 2024 per mettersi d'accordo. Se non riescono proveranno le Autorità nazionali in modo congiunto entro il 2026. Se anche questa opzione dovesse fallire l'idea è l'intervento di ACER, entro il 2028. L'idea del mercato europeo privo di tariffe di interconnessione è affascinante, ma la sua implementazione non sembra immediata, sia per la definizione delle regole di esenzione, sia per i meccanismi di compensazione.

Infine, ampio spazio è dedicato alla sicurezza dell'offerta. I recenti avvenimenti suggeriscono un rafforzamento delle misure già in essere, come l'obbligo di solidarietà tra Stati membri, e portano alla proposta di possibili misure eccezionali. Le valutazioni sulla sicurezza vanno fatte nuovamente dagli Stati membri con una disamina esplicita dei rischi condivisi a livello regionale. Laddove emerga un rischio rilevante gli Stati membri possono imporre vincoli straordinari nella gestione dello stoccaggio, obbligando gli operatori, o i TSO, a detenere una quota strategica di scorte incentivando la

prenotazione della capacità attraverso meccanismi di mercato e integrando pienamente gli stoccaggi nel sistema di rete. Costi e modalità di utilizzo delle riserve andrebbero decisi e suddivisi in modo equo. C'è da dire che l'Italia già adotta queste misure, per cui la modalità di ripartizione andrebbe attentamente studiata per non peggiorare la situazione della sicurezza italiana rispetto a quella attuale. Gli Stati membri possono anche decidere di implementare un'operazione congiunta di acquisto di stoccaggi

strategico da parte dei TSO. Prende così vita anche la possibilità di uno stoccaggio di gas europeo. Anche in questo caso l'Italia, che detiene ampie capacità rispetto alla domanda degli altri paesi, trovandosi peraltro in posizione periferica, potrebbe essere una protagonista di questo meccanismo, mettendo a disposizione la capacità. Ma le modalità sono tutte da definire.

LE ROTTE DEL GAS RUSSO TRA BLOCCO DEL NORD STREAM 2 E CRISI UCRAINA

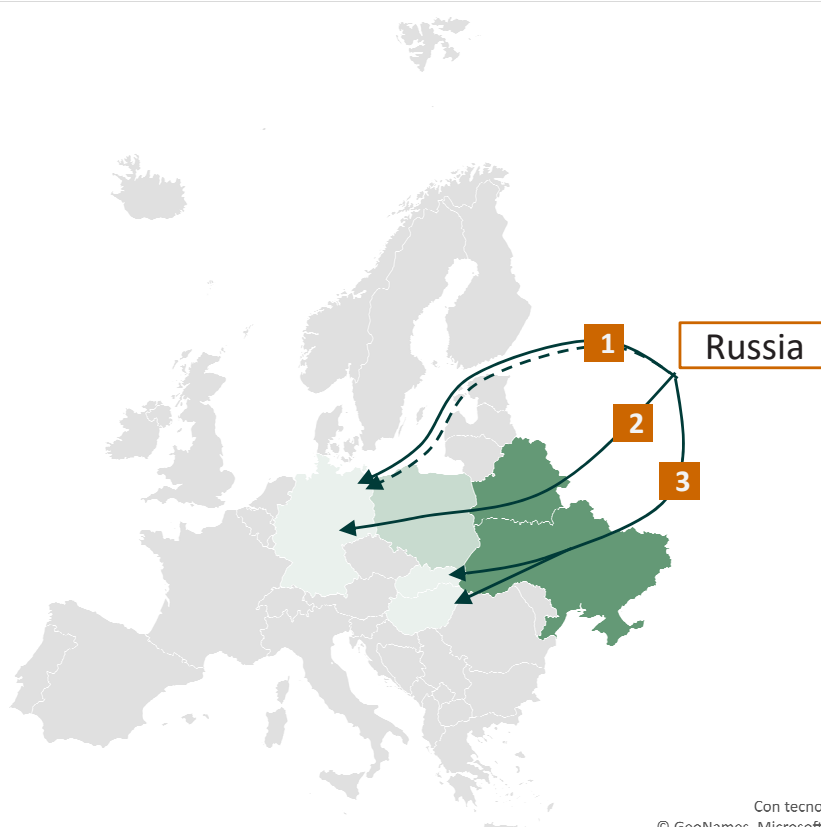
Con i flussi di gas in arrivo in Europa dalla Russia ridotti di poco meno del 50% rispetto all'anno scorso, le prospettive di ritorno alla normalità dei prezzi sono altamente incerte. Il rischio di un'escalation militare in Ucraina non è trascurabile e un'apertura di Stati Uniti e Europa a fare accordi con Putin su un arresto formale dell'allargamento orientale della NATO potrebbe rivelarsi risolutivo. Auspicabile che il ruolo strategico dell'Italia per garantire la sicurezza dell'offerta europea venga maggiormente riconosciuto.

Il gas estratto dai giacimenti russi viene consegnato attraverso un sistema di trasporto unico, gestito da Gazprom, che li collega con i paesi vicini. Negli ultimi anni questa rotta ha rappresentato circa il 40% delle importazioni di gas per l'Europa. La maggior parte del gas è consegnato attraverso tre corridoi: Nord Stream (che porta il gas direttamente in Germania passando attraverso il mar Baltico), Yamal (che arriva sempre in Germania, ma attraversando Bielorussia e Polonia) e i corridoi ucraini (che attraversano Slovacchia e Ungheria). Le diverse rotte del gas sono al centro delle attuali tensioni geopolitiche che circondano sia il completamento del Nord Stream 2 che l'ormai grave crisi Ucraina.

La progressiva riduzione dei flussi in arrivo dalla Russia si è sommata a fattori rialzisti il cui effetto si è accumulato nel corso dello scorso anno, come la crisi energetica in Cina, che ha portato a un significativo aumento della domanda di GNL in competizione con l'Europa, e un'importante riduzione dei livelli delle scorte rispetto ai livelli medi storici. Il progressivo accumularsi di tensioni sul mercato ha portato i prezzi europei del gas oltre il 300% al di sopra dei riferimenti di gennaio 2020, con forti timori circa la sicurezza degli approvvigionamenti.

Principali gasdotti Russia - Europa

- 1 Nord Stream: con una capacità di 55 bcm anno, collega la Russia direttamente con la Germania attraverso il Mar Baltico e baipassando i paesi di transito. Le criticità circa l'approvazione dell'operatività del suo raddoppio, che porterebbe altri 55 bcm anno in Europa, da parte tedesca sono annoverate tra le cause della recente escalation di tensione sulle forniture di gas russo;
- 2 Yamal: ha una capacità di 33 bcm per anno e porta il gas russo in Germania attraversando Bielorussia e Polonia. La recente inversione dei flussi che ha visto il gas transitare dalla Germania verso la Polonia ha contribuito ad aumentare la tensione sul mercato e a spingere i prezzi al rialzo;
- 3 Corridoi ucraini: l'insieme dei gasdotti che attraversano l'Ucraina costituiscono a oggi la più importante via di transito del gas russo verso l'Europa con una capacità di oltre 100 bcm per anno.



Con tecnologia Bing
© GeoNames, Microsoft, TomTom

IL MACATO RINNOVO DEI CONTRATTI LONG-TERM: UN'ARMA A DOPPIO TAGLIO

La tendenza a una progressiva uscita dei paesi europei dai contratti *long-term* per le forniture di gas naturale è in evidenza già dal 2017 ([LNG and Natural Gas Market Outlook n. 18/2021](#)) ed è legata sia alle prospettive di riduzione della domanda portate dalla transizione energetica (la proposta della Commissione Europea dello scorso dicembre prevede di impedire la chiusura di tali contratti per una durata ulteriore al 2049) che alle prospettive di crescita dell'offerta mondiale di GNL e alla contestuale propensione delle Russia a diversificare i mercati e le vie di sbocco del proprio gas.

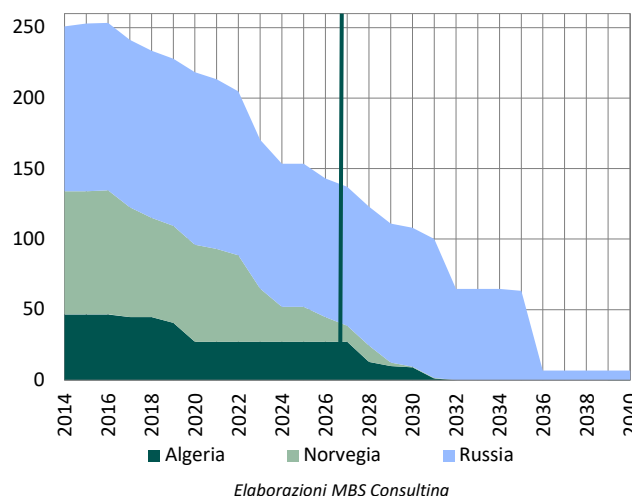
Nel breve termine verranno a mancare 10.2 Bcm per anno di forniture *long-term* dalla Russia alla Polonia, non essendo stato rinnovato il contratto in scadenza a fine 2022. Tale riduzione dovrebbe tuttavia venire compensata dal contestuale aumento dei flussi dalla Norvegia, attraverso il nuovo gasdotto Baltic che collegherà la Danimarca, quindi la Norvegia, alla Polonia ed è previsto che entri in funzione il prossimo ottobre, e da un aumento degli arrivi di GNL dagli Stati Uniti.

La progressiva riduzione dei flussi in arrivo in Europa dalla Russia, in evidenza già da settembre 2019, si è particolarmente acuita dall'inizio dell'anno scorso, portando all'annullamento e alla successiva inversione di quelli in arrivo in Germania attraverso il gasdotto di Yamal. Il permanere dei prezzi su livelli particolarmente alti ha infatti incentivato gli operatori a ridurre le forniture spot dalla Russia e a portare gas in Polonia attingendo dalle scorte, accumulate nel periodo estivo a livelli di prezzo significativamente inferiori a quelli correnti.

L'accusa è che la Russia stia cercando di sfruttare la propria posizione dominante per raggiungere obiettivi politici, tra cui obbligare la Germania a dare l'approvazione definitiva del controverso gasdotto Nord Stream 2, la cui apertura le permetterebbe di esercitare pressioni economiche sull'Ucraina, riducendone gli introiti legati alle tariffe di transito.

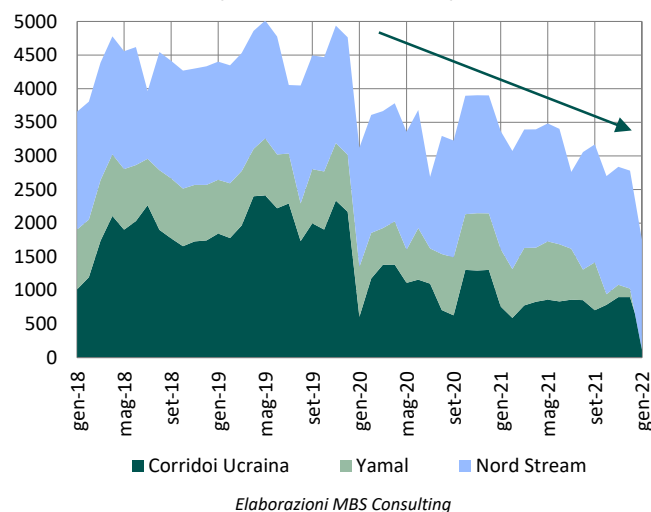
Gazprom ha giustificato la riduzione delle forniture all'Europa con la necessità di dare la priorità al rifornimento dei propri stoccaggi, che si erano esauriti nel corso dell'inverno 2020-2021, e lamentando gli effetti di un incendio all'impianto di trattamento di Novy Urengoy. Lo stoccaggio domestico di Gazprom è stato stimato al 16% della capacità in aprile 2021, rispetto ai livelli medi a fine inverno del 35-40%, il

FIGURA 1. VOLUMI CONTRATTI LONG-TERM (Bcm/y)



freddo e la ripresa della produzione industriale che dopo il rallentamento causato dalla pandemia potrebbero averne drenato le scorte, analogamente a quanto avvenuto in Europa. Questo avrebbe comportato la necessità di adottare una politica di riempimento delle riserve nazionali, pur mantenendo i propri obblighi contrattuali in Europa, ma non fornendo spedizioni aggiuntive, per assicurare forniture stabili ai clienti russi durante il prossimo inverno.

FIGURA 2. IMPORT EUROPA DALLA RUSSIA (media mese in GWh/d)



IL BLOCCO DEL NORD STREAM 2 E LA CRISI UCRAINA

Lo scorso novembre il TSO tedesco Bundesnetzagentur ha bloccato la procedura di certificazione di Nord Stream 2 AG come operatore di trasmissione indipendente, dichiarando che sarebbe stato

possibile certificare un operatore del gasdotto Nord Stream 2 (che comprende una sezione di circa 54 chilometri situata nelle acque territoriali tedesche, inclusione nel sistema TPA dalla Direttiva 2019/692, complicando le procedure di ingresso del Nord Stream 2 nel sistema europeo) solo se tale operatore fosse stato organizzato in una forma giuridica ai sensi del diritto tedesco. A fine gennaio è stata quindi costituita la società di trasporto Gas for Europe GmbH, che diventerà proprietaria e gestore della parte tedesca del gasdotto Nord Stream 2. Gas for Europe è una filiale di Nord Stream 2 AG (Zug, Svizzera). La procedura di certificazione rimarrà sospesa fino al trasferimento delle principali attività e delle risorse umane alla controllata e la Bundesnetzagentur sarà in grado di verificare se la documentazione ripresentata dalla controllata, in quanto nuova ricorrente, è completa. Una volta soddisfatti tali requisiti, la Bundesnetzagentur potrà riprendere l'esame entro il termine di quattro mesi stabilito dalla legge, prendere una decisione e trasmetterla alla Commissione europea per parere, come previsto dalla legislazione dell'UE sul mercato interno. Il processo per la piena approvazione richiederà quindi ancora tempo e sembra difficile che possa arrivare prima del terzo trimestre di quest'anno.

Restano i forti timori manifestati dei leader occidentali circa il rischio che il progetto possa avere un effetto destabilizzante sulla regione, con i vincoli posti al gasdotto che sono quindi passati dall'obbligo di inviare gas all'Ucraina e garantirle almeno parzialmente le entrate derivanti dal transito, al recente allineamento del nuovo governo tedesco con le posizioni di quello Merkel, secondo cui in caso di intervento militare russo in Ucraina oltre all'imposizione di sanzioni verrebbe bloccata l'operatività del Nord Stream 2. Se da un lato questa presa di posizione rassicura gli alleati sulla posizione tedesca, nel caso in cui la Russia intensificasse ulteriormente le operazioni militari e l'ipotesi di interruzione del gasdotto si concretizzasse, la scelta per il governo potrebbe rivelarsi difficile. La Germania ha infatti bisogno del gas russo per poter eliminare gradualmente il carbone e l'energia nucleare nel processo di transizione e l'aumento dei prezzi dell'energia sta pesando su industria e consumatori.

Nonostante gli Stati Uniti abbiano annunciato il rientro di parte del personale diplomatico dall'Ucraina e siano in atto colloqui tra USA e Qatar per assicurare le forniture di gas all'Europa, la strategia di Putin può ancora essere letta come mirata a limitare

l'espansione della Nato e non ad annettere nuovi territori, coerentemente con le condizioni esposte in una bozza di trattato tra Russia e Stati Uniti a inizio 2021 per evitare la possibilità di un conflitto militare su larga scala in Ucraina. Qui il governo russo chiedeva un arresto formale dell'allargamento orientale della NATO, un congelamento permanente dell'ulteriore espansione delle infrastrutture militari dell'alleanza (come basi e sistemi di armi) nel territorio dell'ex Unione Sovietica, la fine dell'assistenza militare occidentale all'Ucraina e il divieto sui missili a distanza intermedia in Europa. L'opposizione a fare accordi con Putin potrebbe essere alta sia negli Stati Uniti che in Europa, ma sarà necessaria estrema cautela e un'apertura in questo senso potrebbe essere risolutiva nell'allentare sia la tensione geopolitica che quella economica potenzialmente derivante dall'eccessivo rialzo dei prezzi energetici.

UN NUOVO EQUILIBRIO IN FASE DI DEFINIZIONE

In questo contesto le prospettive di ritorno alla normalità dei flussi e dei prezzi sono altamente incerte e legate alla soluzione delle tensioni geopolitiche più che alle dinamiche strutturali di mercato. È d'altra parte difficile dire quale sarà la nuova normalità.

La posizione dell'Italia è duplice. Da un lato soffriamo naturalmente i rialzi di prezzo dato che le quotazioni degli *hub* europei sono strettamente correlati tra loro e con il prezzo del GNL. Dall'altro l'Italia ha una posizione strategica. Le forniture che mancano dalla Russia sono infatti almeno in parte sostituite da forniture verso l'Italia. L'Italia possiede inoltre riserve di gas in percentuale superiori alla media europea, nonché riserve strategiche, che altri paesi non hanno ma che stano pensando di costituire. Fenomeni di esportazione dall'Italia verso il Nord rimangono marginali, anche per la limitata capacità disponibile, ma lo *spread* verso i mercati del nord si è ridotto. Se il Nord Stream 2 dovesse aprire, questo porterebbe a una riapertura degli *spread* e a una nuova marginalità del mercato italiano in Europa, ma la riduzione del prezzo compenserebbe questo fenomeno. Nei nuovi assetti è comunque auspicabile che il ruolo strategico dell'Italia per garantire la sicurezza dell'offerta europea venga maggiormente riconosciuto.

A photograph of a forest with sunlight streaming through the trees, creating a hazy, golden atmosphere. The sun is visible as a bright point of light at the top center, with rays of light filtering through the canopy. The ground is covered in fallen leaves and small plants.

05

GARE

GAS

Monitoraggio gare gas

CERTIFICATI BIANCHI

- Nella sessione di dicembre, sia il prezzo medio dei Certificati Bianchi scambiati sulla piattaforma di mercato gestita dal GME che quello delle transazioni bilaterali è stato inferiore a quello del mese precedente rispettivamente del -0.25% e del -6%.
- Sono inoltre diminuite significativamente le quantità scambiate. Nel mese di dicembre i TEE scambiati sulla piattaforma del GME e quelli scambiati tramite transazioni bilaterali sono stati rispettivamente del 56% e del 47% inferiori al mese di novembre.

- Con la delibera [547/2021/R/efr](#) l'ARERA ha approvato la proposta ([Consultazione 359/2021/R/efr](#)) di riconoscere ai distributori di gas ed elettricità, in aggiunta al contributo tariffario totale, solo per l'anno d'obbligo 2020, un costo aggiuntivo forfettario pari a 7.26 €/TEE solo per l'anno d'obbligo 2020. Questo, per rispondere al forte squilibrio tra domanda e offerta che, a causa delegato alla mancanza di TEE, nei primi mesi dello scorso anno che ha portato i prezzi fino a punte di 299 €/TEE (marzo 2021).

FIGURA 1. PREZZO DEI CERTIFICATI BIANCHI (€/TEE)

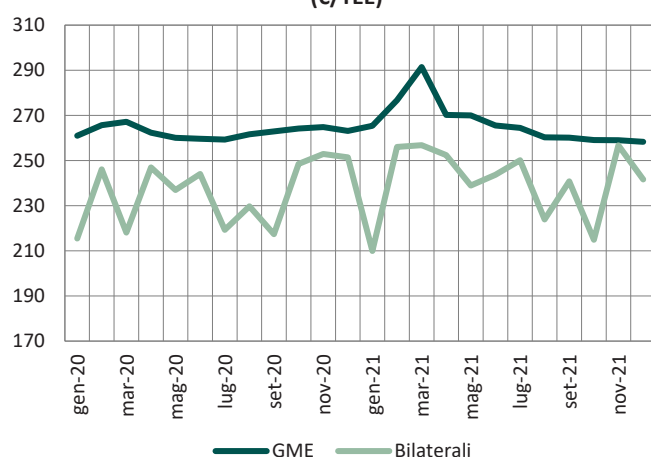
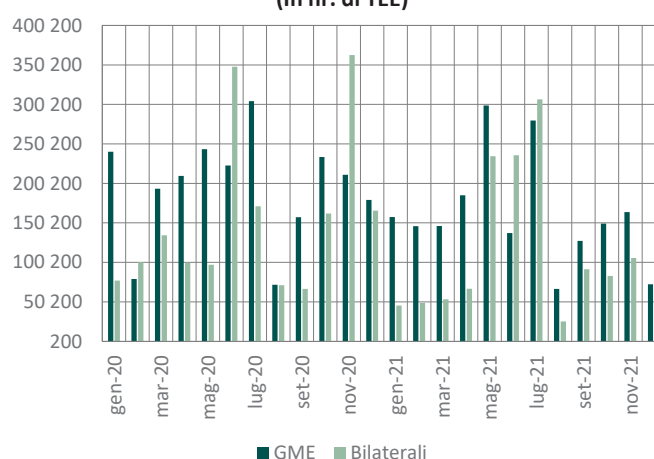


FIGURA 2. QUANTITÀ SCAMBIATE (In nr. di TEE)



Elaborazioni MBS Consulting

BANDI DI GARA

- La scadenza della gara d'ambito **GENOVA 2**, inizialmente fissata per il 31 marzo 2022, è stata posticipata al 30 settembre 2022. L'ATEM è composto da circa 109 mila PDR distribuiti in 29 Comuni. I principali operatori uscenti sono Italgas e 2i Rete Gas con rispettivamente 82% e 8% della quota di mercato.
- La scadenza della gara per l'affidamento in concessione del servizio di distribuzione del gas naturale dell'ATEM **VICENZA 4**, inizialmente fissata per il 31 dicembre 2021, è stata posticipata al 30 novembre 2022. L'ATEM è composto da circa 65 mila PDR distribuiti in 26 Comuni. I principali operatori uscenti sono AP Reti Gas Vicenza (gruppo Ascopiave), 2i Rete Gas e Megareti (gruppo AGSM

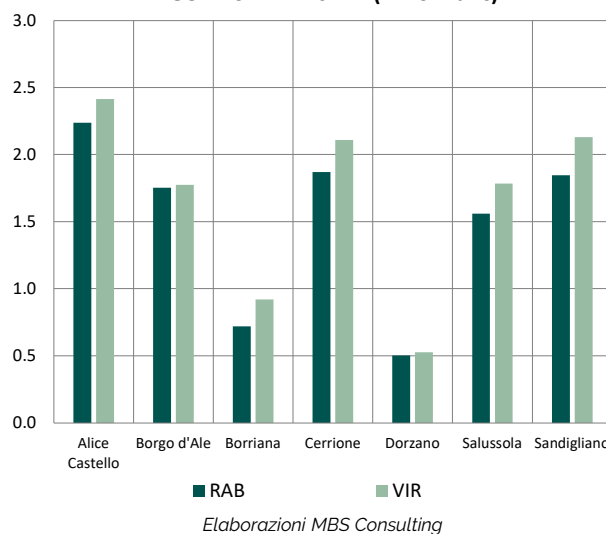
Verona) con rispettivamente 39%, 22% e 25% della quota di mercato.

- Il termine per la presentazione delle offerte, nell'ambito della gara per l'affidamento in concessione del servizio di distribuzione del gas naturale per l'ATEM **VARESE 3** è stata prorogata di un anno, dal 31 dicembre 2021 al 31 dicembre 2022. L'ATEM è composto da circa 228 mila PDR distribuiti in 48 Comuni. I principali operatori uscenti sono 2i Rete Gas, Prealpi Gas e Gei Gestone Energetica con rispettivamente 37%, 29% e 18% della quota di mercato.
- L'ARERA, con la delibera [624/2021/R/Gas](#), ha ritenuto idoneo, al fine del riconoscimento tariffario, il valore di *VIR* >10% rispetto al valore *RAB* di 14 Comuni dell'ATEM **PIACENZA 1 OVEST**.

I Comuni oggetto della delibera contano circa 78 mila PDR (il 93% del numero totale dei PDR presenti nell'ATEM) per un valore *RAB* complessivo pari a circa 40 milioni di euro. I principali operatori presenti nell'ATEM che detengono una quota consistente di mercato sono 2i Rete Gas, Unareti (gruppo A2A) e GP Infrastrutture.

- Con la delibera [625/2021/R/gas](#), l'ARERA ha approvato il valore di *VIR* >10% rispetto al valore *RAB* di 5 Comuni dell'ATEM **VICENZA 2 NORD EST**. I Comuni oggetto della delibera contano circa 6 mila PDR (il 10% del numero totale dei PDR presenti nell'ATEM) per un valore *RAB* complessivo pari a circa 6 milioni di euro. I principali operatori presenti nell'ATEM che detengono una quota consistente di mercato sono Italgas e AP Reti Gas (gruppo Ascopiave).
- L'ARERA, con la delibera [626/2021/R/Gas](#), ha ritenuto idoneo, al fine del riconoscimento tariffario, il valore di *VIR* >10% rispetto al valore *RAB* di 50 Comuni dell'ATEM **CATANZARO CROTONE**. I Comuni oggetto della delibera contano circa 32 mila PDR (il 35% del numero totale dei PDR presenti nell'ATEM) per un valore *RAB* complessivo pari a circa 19 milioni di euro. I principali operatori presenti nell'ATEM che detengono una quota consistente di mercato sono Italgas e 2i Rete Gas.
- A tre anni dall'aggiudicazione e dopo una lunga serie di ricorsi del secondo classificato 2i Rete Gas, Unareti (gruppo A2A) ha annunciato di aver sottoscritto il contratto per del il servizio di distribuzione del gas naturale con il Comune di Milano, stazione appaltante dell'ATEM **MILANO 1**. L'ATEM è composto da quasi 830 mila DP distribuiti in 9 Comuni per un valore di 705 milioni di euro di *RAB*. L'offerta di Unareti prevedeva prevedeva un significativo piano di investimenti focalizzato principalmente sull'efficienza energetica e sulla sicurezza e qualità del servizio di distribuzione del gas
- Il 24 dicembre è stato pubblicato il bando di gara per l'assegnazione, in concessione, del servizio di distribuzione gas naturale nell'ATEM **BIELLA**. L'ATEM comprende 81 Comuni, circa 66 mila PDR, con una densità di 56 PDR/km per un valore di *RAB* pari a 84 milioni di euro. Con la delibera [485/2020/R/GAS](#), l'ARERA aveva approvato una differenza *VIR/RAB* superiore al 10% per alcuni Comuni dell'ATEM (**Figura 3**), che rappresentano circa il 17% della *RAB* totale. Il valore di *VIR* è 98 milioni, superiore per circa il 17% al valore della

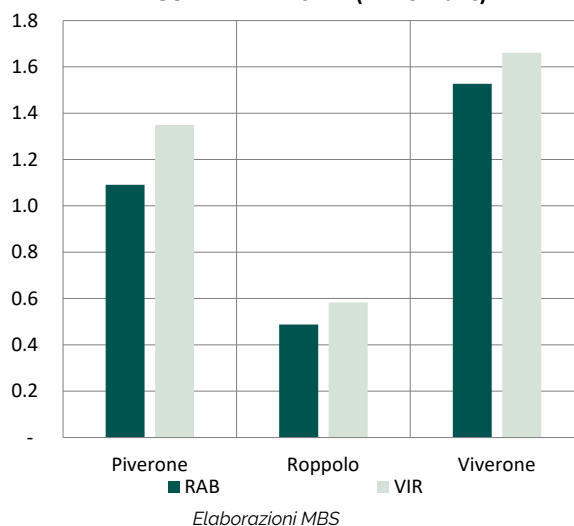
FIGURA 3. RAB Vs VIR (milioni di €)



RAB. I dipendenti che dovranno essere assunti dal nuovo concessionario sono 32. Attualmente, il principale incumbent presente nell'ATEM, con una quota di mercato del 76%, è 2i Rete Gas. I principali operatori operanti negli ATEM confinanti, e che quindi potrebbero concorrere nella gara d'ambito, sono 2i Rete Gas (con una quota di mercato pari al 50% nell'ATEM Vercelli), Italgas (presente negli ATEM Valle d'Aosta e Torino 5, rispettivamente con una quota di mercato pari al 100% e al 44%), Edigas Esercizio Distribuzione, G.E.I Gestione Energetica e Reti Distribuzione con quote di mercato rilevanti negli ATEM VERCELLI e TORINO 5.

- Il Comune di Biella, capofila della gara, ha pubblicato il bando, che permetterà di individuare il concessionario, tramite procedura ristretta, che gestirà il servizio di distribuzione del gas naturale nei Comuni dell'Ambito Territoriale **TORINO 5**. L'ATEM comprende 80 Comuni, circa 57 mila PDR, con una densità di 57 PDR/Km, per un valore di *RAB* pari a

FIGURA 4. RAB vs VIR (milioni di €)



72 milioni di euro. Con la delibera [543/2020/R/gas](#), l'ARERA aveva approvato una differenza *VIR/RAB* superiore al 10% per 3 Comuni, che rappresentano circa il 5% della *RAB* totale. Il valore di *VIR* è 76.5 milioni di euro, circa il 5% superiore al valore della *RAB*.

I dipendenti che dovranno essere assunti dal nuovo concessionario sono 36. Attualmente, i principali incumbent presenti nell'ATEM **TORINO 5**, con una quota di mercato rispettivamente del 51% e del

44%, sono Reti Distribuzione e Italgas. I principali operatori operanti negli ATEM confinanti e che quindi potrebbero concorrere nella gara d'ambito sono Italgas che detiene quote consistenti di mercato negli ATEM Valle d'Aosta (100%), Torino 6 (51%), Torino 2 (99%) e Torino 4 (82%); 2i rete Gas con quote consistenti di mercato negli ATEM Biella (76%), Vercelli (50%), Vicenza 4 (22%) e Torino 6 (44%); Edigas presente nell'ATEM BIELLA (9%) e VERCELLI (4%) (**Figura 4**).

REGOLAZIONE TARIFFARIA

- Con la delibera [614/2021/R/com](#), l'ARERA ha approvato il nuovo valore del WACC (II PWACC) che si applicherà alle attività infrastrutturali regolate del gas e dell'energia elettrica a partire dal 1 gennaio 2022. L'ARERA ha confermato le novità proposte nella precedente consultazione di novembre ([488/2021/R/com](#)) e ha rivisto al rialzo il *tax rate* fissato a 29.5% invece che al 28% come precedentemente proposto. Il valore finale del WACC, per il settore della distribuzione del gas naturale, è pari a 5.60% circa 0.70 punti percentuali inferiore a quello in vigore sino al 31 dicembre 2021 pari a 6.30%.
- Le tariffe per la remunerazione dei distributori per il 2022 (delibera [620/2021/R/gas](#)) sono state aggiornate tenendo conto dei seguenti parametri:

TABELLA 1. STIMA WACC PER IL SETTORE DELLA DISTRIBUZIONE GAS

	WACC 2020-2021	WACC 2022 614/2021/R/com
TMR	6.0%	6.0%
Isr	1.2%	1.4%
tc	24.0%	24.0%
T	31.0%	29.5%
CRP	1.4%	1.1%
ia	1.4%	1.7%
gearing	44.0%	44.4%
beta levered	70.6%	70.5%
Risk Free Real	0.5%	0.1%
Kel	5.8%	5.4%
Kd reale	2.4%	1.9%
WACC	6.3%	5.6%

Elaborazioni MBS Consulting

- indice dei prezzi al consumo in aumento dello 0.08%
- deflatore degli investimenti fissi lordi in aumento dello 0.70% del valore tariffario predefinito:
- WACC al 5.60%.

TABELLA 2. EVOLUZIONE DELLE COMPONENTI TARIFFARIE (€/PDR)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2021/2020
Costi centralizzati	9.10	9.12	8.82	8.84	8.84	8.98	8.54	8.60	8.36	-2.8%
Installazione e manutenzione dei contatori	2.24	2.26	2.26	2.26	2.27	2.29	3.47	3.48	3.48	0.0%
Raccolta, convalida e registrazione dei dati del contatore	3.18	3.20	3.20	3.20	3.22	3.25	3.67	3.68	3.68	0.0%
Costi di commercializzazione	1.19	1.20	1.20	2.00	2.01	2.03	1.84	1.81	1.79	-1.1%

Elaborazioni MBS Consulting

TABELLA 3. DISTRIBUZIONE: EVOLUZIONE DELLE COMPONENTI TARIFFARIE A COPERTURA DELLE OPEX (€/PDR)

		2018			2019			2020			2021			2022			2021/2020
VECCHIO REGIME		DENSITÀ															
dimensione azienda		ALTA	MEDIA	BASSA	ALTA	MEDIA	BASSA	ALTA	MEDIA	BASSA	ALTA	MEDIA	BASSA	ALTA	MEDIA	BASSA	TOT
	GRANDE	33.07	36.8	39.11	32.79	36.49	38.78	26.55	29.54	31.4	25.65	28.54	30.34	25	27.81	29.57	-2.5%
	MEDIA	36.37	40.47	43.01	35.77	39.8	42.3	30.4	33.82	35.95	28.99	32.25	34.28	27.88	31.02	32.98	-3.8%
	PICCOLA	41.65	46.36	49.26	40.96	45.6	48.45	37.16	41.37	43.96	34.77	38.71	41.13	32.82	36.53	38.82	-5.6%
REGIME ATEM (tariffe applicabili al primo anno di concessione)																	
dimensione ATEM		ALTA	MEDIA	BASSA	ALTA	MEDIA	BASSA	ALTA	MEDIA	BASSA	ALTA	MEDIA	BASSA	ALTA	MEDIA	BASSA	TOT
	≤ 300,000 PDR	34.72	38.64	41.06	34.28	38.15	40.54	28.48	31.68	33.68	27.32	30.40	32.31	27.59	30.70	32.64	1.0%
	> 300,000 PDR	33.07	36.80	39.11	32.79	36.49	38.78	26.55	29.54	31.40	25.65	28.54	30.34	25.90	28.82	30.64	1.0%

DIMENSIONE AZIENDA: GRANDE > 3000,000 PDR; MEDIA 50,000 < PDR ≤ 300,000; PICCOLA ≤ 50,000 PDR

DENSITÀ: ALTA > 0.12 PDR/network meter; MEDIA 0.07 < PDR/network meter ≤ 0.12; BASSA PDR/network meter ≤ 0.07

Elaborazioni MBS Consulting

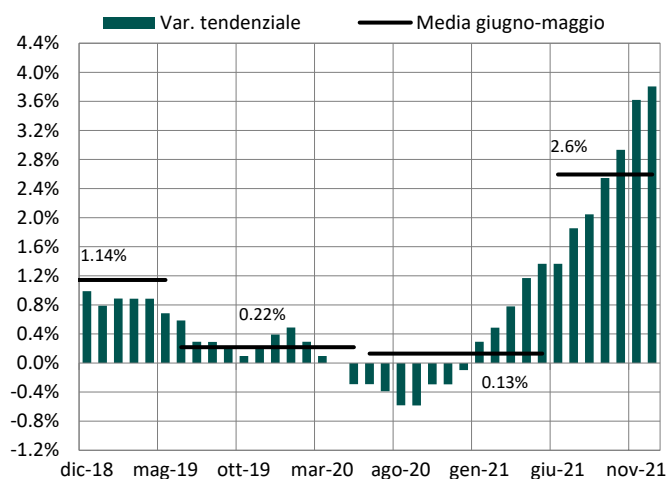
M&A

- Confermando quanto comunicato il mese scorso, il consorzio formato da Ascopiave (58%), ACEA (28%) e Iren (14%) ha ufficialmente firmato l'accordo per acquisire gli *asset* di distribuzione del gas naturale di A2A. Il *closing* dell'operazione è previsto nella prima metà del 2022. Gli *asset* coinvolti nell'operazione comprendono circa 157 mila DP in 8 regioni italiane e costituiti da oltre 2.800 km di rete gas. Gli *asset* di interesse per Acea consistono in concessioni in 5 ATEM, di cui 2 in Abruzzo, 2 in Molise e 1 in Campania, per un totale di circa 31mila DP. L'*enterprise value* è di 35.8 milioni di euro.

Gli *asset* di interesse di Ascopiave sono costituiti da concessioni in 15 ATEM situati in Veneto, Friuli Venezia Giulia e Lombardia, per un totale di circa 114 mila DP. Il valore degli *asset* acquisiti in termini di *enterprise value* è pari a 73.2 milioni di euro.

Gli *asset* di interesse di Iren sono costituiti da concessioni in 4 ATEM, di cui 1 in Lombardia e 3 in Emilia-Romagna, per un totale di circa 12 mila DP. L'*enterprise value* è di 17.7 milioni di euro comprensivo di 1.3 milioni di euro.

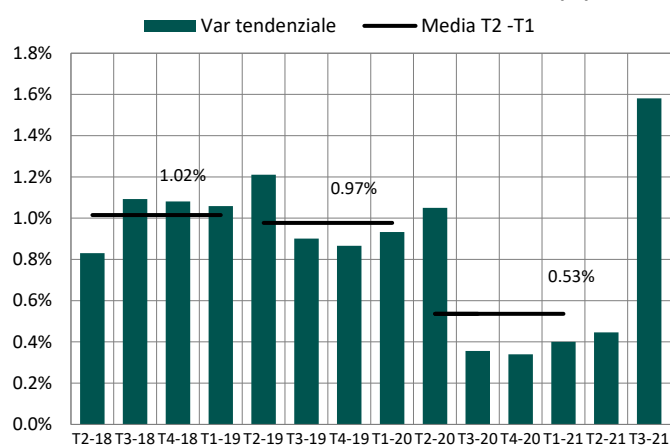
FIGURA 6. FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI* (%)



*Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati. Ultimo dato: ottobre 2021

Elaborazioni MBS Consulting

FIGURA 7. DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI* (%)



*Deflatore investimenti fissi lordi

Edizione dati Istat: Ottobre 2021

Fonte: elaborazioni REF-E

VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS

GARE ASSEGNATE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Gestori uscenti	Concessionario vincente
1	TORINO 2	687/2016/R/gas	59/2016/R/gas	Italgas (100%)	Italgas
2	VALLE D'AOSTA	906/2017/R/gas		Italgas (100%)	Italgas
3	MILANO 1	631/2015/R/gas		Italgas (4%), 2i Rete Gas (0.2%), Unareti (95%)	Unareti (A2A)
4	TORINO 1	30/2018/R/gas		Italgas (100%)	Italgas
5	NAPOLI 1	231/2019/R/gas	145/2019/R/gas	Italgas (100%)	2i Rete Gas
6	UDINE 2	399/2018/R/gas	880/2017/R/gas	AcegasApsAmga (93%), 2i Rete Gas (2%), Serenissima Gas (5%)	AcegasApsAmga (Hera)

GARE CHIUSE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Numero offerte
1	BELLUNO	455/2016/R/gas	26/2016/R/gas	27/12/2016	01/09/2017	

GARE APERTE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Grado di competitività
1	LA SPEZIA	501/2019/R/gas	628/2017/R/gas	03/02/2021	30/11/2021	BASSO
2	GENOVA 2	270/2021/R/Gas	536/2019/R/gas	04/08/2021	30/09/2022	MEDIO
3	RIMINI	572/2020/R/Gas	450/2019/R/gas	30/12/2020	29/04/2022	BASSO
4	CREMONA 2 E CREMONA 3	NO		24/12/2015	30/11/2022	BASSO
5	BIELLA	245/2020/R/Gas	485/2020/R/Gas	24/12/2021	29/04/2022	MEDIO

MANIFESTAZIONI D'INTERESSE IN SCADENZA

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Grado di competitività
1	TORINO 5	303/20218/R/Gas	543/2020/R/Gas	29/12/2021	04/02/2022	MEDIO
2	VARESE 2	NO		11/09/2015	30/06/2022	ALTO
3	MILANO 3	NO		31/01/2020	30/06/2022	ALTO
4	MILANO 4	NO		30/12/2019	30/06/2022	MEDIO
5	VICENZA 3	in corso	284/2018/R/gas	15/12/2018	30/06/2022	MEDIO
6	POTENZA 2	NO		06/02/2020	30/06/2022	ALTO
7	VERONA 2	in corso		30/12/2016	30/06/2022	ALTO
8	LODI 1	NO		30/12/2015	30/09/2022	MEDIO
9	MONZA E BRIANZA 1	NO		29/12/2015	28/10/2022	MEDIO
10	VICENZA 4	NO		01/04/2019	30/11/2022	ALTO
11	VARESE 3	NO		12/07/2017	31/12/2022	MEDIO
12	BERGAMO 2	NO		11/12/2019	SOSPESA	ALTO
13	BERGAMO 3	NO		03/08/2018	SOSPESA	MEDIO
14	BRESCIA 1	NO		20/12/2018	SOSPESA	MEDIO

MANIFESTAZIONI D'INTERESSE SCADUTE

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
4	COMO 1	NO		08/08/2018	07/11/2019	MEDIO
5	PRATO	525/2020/R/Gas	406/2019/R/GAS	22/12/2020	29/01/2021	ALTO

BANDI INVIATI ARERA MA NON APERTI

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Nr. COMUNI VIR/RAB >10%	% RAB VIR/RAB >10%	Grado di competitività
1	ANCONA	in corso	76/2021/R/gas	27	60%	MEDIO
2	CATANZARO-CROTONE	in corso				MEDIO
3	COMO 3	in corso	108/2021/R/gas	17	20%	BASSO
4	CUNEO 1	in corso	571/2020/R/gas	45	93%	BASSO
5	FIRENZE 1	in corso				BASSO
6	FORLÌ-CESENA	517/2016/R/gas	67/2016/R/gas	3	18%	BASSO
7	GENOVA 1	536/2019/R/gas	69/2018/R/gas	7	3%	BASSO
9	LIVORNO	in corso	283/2018/R/gas	6	17%	MEDIO
10	MODENA 1	298/2019/R/gas	56/2019/R/gas	23	84%	MEDIO
11	MODENA 2	in corso				BASSO
12	PORDENONE	in corso	504/2020/R/gas	20	34%	BASSO
13	ROMA 1	650/2015/R/gas				BASSO
14	ROMA 2	in corso	502/2020/R/gas	6	21%	BASSO
15	ROMA 4	in corso	503/2020/R/gas	13	49%	BASSO
16	TORINO 5	in corso				BASSO

GARE ANNULLATE O SOSPESSE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Grado di competitività
1	ALESSANDRIA 2	NO	113/2016/R/gas	22/12/2015	Sospesa	BASSO
2	BIELLA	NO	485/2020/R/gas	29/12/2015	Sospesa	MEDIO
4	LUCCA	in corso		30/12/2016	Annullata	MEDIO
5	MASSA-CARRARA	in corso	142/2017/R/gas	21/12/2015	Sospesa	MEDIO
7	TORINO 3	NO		22/12/2015	Sospesa	MEDIO
8	TRIESTE	327/220/R/gas	63/2020/R/gas	18/05/2021	Annullata	BASSO
9	VENEZIA 1	368/2016/R/gas		28/12/2015	Annullata	BASSO

Dati aggiornati al 19/01/2022

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

Anselmo Besuschio, Virginia Canazza, Silvia Checola, Giacomo Ciapponi, Paolo Ciliento, Federico Clementi, Jordi Donà, Elena Ferri,
Ana Georgieva, Valeria Ghirardi, Giuseppe Maggiulli, Paolo Marino, Marco Pellegrino, Giorgio Perico, Saraceno Pia,
Ralph Sassun, Alejandro Sanchez Ben, Simona Soci

Editore

MBS Consulting S.p.A.

Segreteria, Editing e grafici

Dalia Imperatori

Tel. +39 02 89096061

E-mail: d.imperatori@mbsconsulting.it

Sottoscrittori

A2A SPA, ACEGAS APS AMGA, ACEA ENERGIA SPA, 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, ENI GAS E LUCE SPA, EP PRODUZIONE SPA,
ERG POWER GENERATION, HERA TRADING SRL, IREN SPA, REPOWER ITALIA SPA, SR INVESTIMENTI, SHELL ITALIA SPA, SORGENIA SPA,
TENARIS DALMINE, TERNA SPA, TIRRENO POWER SPA

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 MBS Consulting. Ogni violazione verrà perseguita a norma di legge e autorizzerà MBS Consulting a sospendere l'invio della pubblicazione senza alcun avviso. MBS Consulting e/o gli autori della presente pubblicazione non rilasciano alcuna dichiarazione in merito all'esattezza e all'eshaustività dei contenuti ivi riportati e, pertanto, non assumono alcuna responsabilità derivante dall'utilizzo da parte dei lettori del materiale e/o delle informazioni in essa contenute. Al momento della pubblicazione tutti i link verso siti sono funzionanti.

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

www.ref-e.com - www.mbsconsulting.com

MBS Consulting S.p.A.

Società diretta e coordinata da Cerved Group S.p.A.

via degli Olivetani 10/12
20123 Milano