

TERNA/P2021
0014810 - 22/02/2021


Onorevole Senatore
Gianni Pietro Girotto
Presidente Commissione Industria,
Commercio e Turismo
Senato della Repubblica

Oggetto: riscontro alle domande inviate a Terna con lettera dell'8 febbraio 2021

Egregio Presidente,

in risposta alla Sua lettera dell'8 febbraio 2021, si trasmettono in allegato le risposte ai quesiti inviati a seguito dell'Audizione svolta da Terna il 2 febbraio 2021 nell'ambito dell'Affare Assegnato: "Razionalizzazione, trasparenza e struttura di costo del mercato elettrico".

Con i migliori saluti.

Francesco del Pizzo


ALL. : C. S.



Allegato**Domande Presidente 10ª Commissione del Senato**

Nel rispondere alle domande formulate dal Presidente della X Commissione del Senato si ritiene utile fornire anche alcuni elementi di premessa e contesto.

Il Mercato della Capacità è un meccanismo funzionale all'approvvigionamento di capacità produttiva, sia esistente che di nuova realizzazione, mediante aste competitive. Tale meccanismo è stato indentificato dal Ministero dello sviluppo economico, da ARERA e da Terna come lo strumento in grado di fornire i corretti segnali di investimento ai fini del mantenimento delle condizioni di adeguatezza del sistema e permettere il progressivo *phase out* del carbone. A riguardo, va ricordato come i mercati dell'energia - in particolare in un contesto caratterizzato da forte penetrazione delle fonti rinnovabili - non siano da soli sufficienti a fornire segnali di lungo periodo per gli investimenti, come ampiamente dimostrato dalla mancata entrata in esercizio di generazione programmabile negli ultimi 10 anni. Il mercato della capacità è stato introdotto - dal legislatore primario - per una corretta ed efficiente gestione dei rischi di interruzione dell'erogazione del servizio elettrico, legati alla incapacità strutturale del sistema di soddisfare il fabbisogno di energia elettrica nel rispetto di prefissati livelli di sicurezza e qualità.

Il Mercato della Capacità è stato approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) con il Decreto Ministeriale 28 giugno 2019 previo parere positivo di ARERA; la sua disciplina generale e quella di dettaglio è stata complessivamente oggetto di 13 consultazioni pubbliche da parte di Terna ed ARERA ed ha ottenuto due valutazioni positive dalla Commissione Europea (C(2018) 617 e C(2019) 4509) rispetto alla compatibilità con le Linee Guida sugli Aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020. Si precisa inoltre che il processo di definizione delle regole del Mercato della capacità risponde a quanto stabilito dalla Delibera ARG/el/98/11 di ARERA.

Gli standard di adeguatezza e i parametri economici sono stati individuati rispettivamente dal MiSE nel Decreto Ministeriale 28 giugno 2019 e da ARERA con la Delibera 363/2019/R/eel. I parametri economici (cap al premio per la capacità esistente e nuova e strike price) sono stati definiti da ARERA dopo essere stati consultati pubblicamente.

Tale meccanismo si inserisce nel più ampio quadro delle misure volte a rendere i mercati dell'energia elettrica più efficienti, aperti alla partecipazione di tutte le risorse, con particolare attenzione all'integrazione della generazione da fonti rinnovabili, dei sistemi di accumulo e della gestione della domanda.

Come riconosciuto dalla Commissione Europea (CE) in sede di approvazione del meccanismo, il mercato della capacità italiano è un mercato tecnologicamente neutrale, i cui criteri di partecipazione assicurano la possibilità di accesso a tutte le tecnologie, tranne che a quelle più inquinanti. A riguardo, i limiti emissivi per le unità di produzione che possono partecipare a tale mercato sono stati definiti dalla CE nel Regolamento (EU) 2019/943.

- 1) Per quali motivi non sono indicati puntualmente i singoli impianti vincitrici dei bandi Capacity Market (CM)?

R.1 Il Mercato della capacità è un meccanismo che adotta logiche di negoziazione basate su portafogli; pertanto, non è possibile individuare puntualmente i singoli impianti vincitori direttamente in esito alle aste.

Entro la prima decade del mese successivo al mese di consegna, l'operatore titolare di capacità assegnata in asta, tramite il processo di nomina mensile, ripartirà la capacità impegnata per portafoglio tra le Unità qualificate al Mercato della capacità di cui è titolare. Solo a valle della nomina sarà pertanto possibile individuare i singoli impianti vincitori per il mese di riferimento.

- 2) Riguardo alla capacità a gas, costituita anche da cicli combinati recenti avviati a partire dal 2000 e ora sottoutilizzati per la crescita della produzione rinnovabile, la crisi economica e le conseguenze del Covid – situazione descritta anche nel recentissimo aggiornamento dell'implementation plan - perché non rafforzare il meccanismo del CM più verso il loro sostegno e il recupero dei cicli combinati dismessi piuttosto che sovvenzionare nuovi impianti verso i quali i sussidi previsti dal CM risultano molto più costosi per la collettività?

R.2 Il mercato della capacità italiano non ha l'obiettivo di sovvenzionare impianti nuovi, ma è un meccanismo di mercato, basato su aste competitive, aperto a tutte le diverse tipologie di capacità (esistente, nuova, in ripotenziamento), che ha come obiettivo quello di fornire i corretti segnali di investimento per garantire l'adeguatezza del sistema elettrico ed il progressivo phase out del carbone.

I cicli combinati o altri impianti che hanno presentato una richiesta di dismissione non ancora accettata, possono partecipare al mercato della capacità come capacità in rifacimento (assimilabile a capacità nuova), nel caso in cui ammodernino l'impianto, sostituendone le principali componenti e se rispettano i limiti ambientali previsti dalla legislazione comunitaria in merito alla possibilità di partecipare ad aste di capacità.

La selezione degli impianti nel mercato della capacità avviene secondo logiche di mercato che garantiscono la contrattualizzazione della capacità più economica. In particolare, la capacità esistente, avendo già ammortizzato i costi di investimento, sarà portata ad offrire ad un prezzo corrispondente ai soli costi di esercizio e quindi più basso rispetto a quello relativo a capacità nuova, garantendosi una maggiore probabilità di essere contrattualizzata rispetto a quest'ultima, data la natura competitiva delle aste. A riguardo, si evidenzia che, nelle aste 2022 e 2023 del mercato della capacità, tutta la capacità esistente offerta è stata contrattualizzata.

Infine, si ritiene opportuno evidenziare che la Commissione Europea, nel parere con cui ha approvato il meccanismo (*Decision C(2018) 617*), ha ritenuto la remunerazione prevista per gli operatori selezionati in esito alle aste del mercato della capacità italiano proporzionata al servizio offerto.

- 3) Un secondo elemento è la sperequazione tra il sussidio previsto per la capacità esistente (33.000 €/MW per un anno) e quanto previsto per la nuova (75.000 €/MW per 15 anni). Cosa prevedete per la prossima asta del CM? Non sarebbe opportuno considerare una partecipazione quanto più ampia degli accumuli accelerando insieme ad Arera il completamento della regolazione a riguardo?

R.3 I cap per la capacità esistente e nuova sono stati definiti da ARERA tramite la Delibera 363/2019/R/eel dopo essere stati consultati pubblicamente (Documento di Consultazione 592/2017/R/eel).

In particolare, il cap per la capacità esistente (33.000 €/MW/anno) è stato definito tenendo conto dei costi fissi operativi annui di un impianto a ciclo combinato a gas (CCGT), con l'esclusione della quota di ammortamento. L'Italia ha scelto come riferimento il valore di costo di questa tecnologia in quanto, quest'ultima, costituisce la tecnologia di generazione non intermittente prevalente nel parco di generazione italiano. Il cap per la capacità nuova (75.000 €/MW/anno) è basato sui costi fissi di costruzione della tecnologia di punta (turbogas a ciclo aperto – OCGT - con potenza massima compresa tra 50 e 150 MW).

Con riferimento alle prossime aste, ARERA definirà i cap da applicare, in linea con le metodologie definite a livello europeo e perseguendo, come nelle aste già svolte, l'obiettivo di un contenimento dei costi per il sistema, tenendo conto anche del livello di competitività atteso nelle aste.

Infine, si ritiene opportuno ricordare che il mercato della capacità italiano è stato ritenuto dalla Commissione Europea tecnologicamente neutrale. A sostegno di ciò si evidenzia che nelle aste 2022 e 2023 è stata approvvigionata capacità nuova relativa ad accumuli pari ad una potenza nominale di circa 200 MW.

Si coglie inoltre l'occasione per evidenziare come Terna ed ARERA stiano promuovendo una sempre maggiore integrazione degli accumuli nel mercato dei servizi di dispacciamento, tramite la realizzazione di diversi progetti pilota volti a valutare le prestazioni di tale tecnologia. Il progetto Fast Reserve ha permesso l'avvio della realizzazione di circa 250 MW di questa tecnologia a prezzi estremamente competitivi e sensibilmente inferiori ai costi per la realizzazione di nuova capacità di generazione a gas e rinnovabili. Nell'ambito delle procedure per il mercato della capacità con consegna per gli anni 2024 e 2025 potranno essere approvvigionati ulteriori sistemi di accumulo, anche in considerazione della riduzione dei costi di sviluppo di questa tecnologia evidenziata dalle gare per la Fast Reserve che indica come questi impianti possono competere con nuova capacità a gas.

- 4) Ritenete che il meccanismo CM sia efficace dal momento che risultano aggiudicatarie 6GW di nuove centrali a gas, e che potrebbero non essere costruite in tempo utile anche se non soprattutto per i ritardi nella concessione delle autorizzazioni, esacerbati dall'emergenza Covid? Cosa è stato previsto all'interno del meccanismo o in parallelo per gestire queste eventualità?

R.4 Terna ritiene che il meccanismo del mercato della capacità sia assolutamente efficace in quanto, tra le altre cose, ha permesso di sbloccare investimenti essenziali per il raggiungimento degli obiettivi di phase out degli impianti a carbone previsti dal PNIEC e di garantire l'adeguatezza del sistema elettrico italiano mediante un parco di generazione efficiente e più ecocompatibile.

Terna, come più volte dichiarato, condivide la necessità di accelerare gli iter autorizzativi degli impianti nuovi (termoelettrici, accumuli e fonti rinnovabili), nonché delle infrastrutture di rete.

La realizzazione della capacità nuova assegnata nelle aste 2022 e 2023 sarà fondamentale per poter realizzare il phase out completo del carbone e delle unità di

produzione più inquinanti, in maniera tale da rispettare la riduzione delle emissioni di CO₂ prevista dai target europei (Green Deal).

Come già evidenziato in sede di audizione, per garantire il phase out del carbone nei tempi previsti, sarà necessario prevedere nuove aste del mercato della capacità (con periodi di consegna 2024 e 2025) oltre alla succitata accelerazione del piano di autorizzazione e realizzazione degli impianti assegnatari delle aste del Capacity Market 2022 e 2023 e dei tempi di autorizzazione delle infrastrutture di rete.

In ragione della straordinarietà dell'emergenza sanitaria in atto e dei ritardi maturati nei procedimenti autorizzativi per effetto di tale emergenza, Terna ha concesso alle società risultate assegnatarie di capacità nuova non autorizzata, in esito alle aste del Mercato della Capacità 2022 e 2023, la possibilità di avvalersi di una proroga al massimo di sei mesi per la presentazione dei titoli autorizzativi.

Parimenti è stata concessa alle società assegnatarie di capacità nuova la possibilità di richiedere una proroga del termine di inizio del periodo di consegna della durata massima di sei mesi, laddove il ritardo nella realizzazione degli impianti sia direttamente riferibile all'emergenza Covid-19.

- 5) Perché nel CM sono penalizzati nuovi sistemi di stoccaggio o nuove FER abbinata a sistemi di stoccaggio, le quali - potendo essere assimilabili a impianti programmabili - potrebbero beneficiare dei più elevati sussidi previsti per la nuova capacità (75 k€/MW/anno invece che 33 k€)? È chiaro che le regole stabilite si sono mostrate ostative a questi impianti visto che di fatto non hanno partecipato. Come orientare il CM in modo che possano essere favorite le FER abbinato allo storage (come, per esempio, in California e Florida, dove pure il gas costa il 50% in meno che in Italia)?

R.5 Il mercato della capacità italiano è un meccanismo basato su aste competitive i cui criteri di partecipazione assicurano che tale meccanismo sia tecnologicamente neutrale. Nuovi accumuli e nuove risorse rinnovabili, che partecipano al mercato, sono considerati, a tutti gli effetti, capacità nuova; pertanto, a tale capacità viene applicato un cap sulla remunerazione di 75.000 €/MW/anno, identico a quello utilizzato per le tecnologie di generazione tradizionali.

Nelle aste 2022 e 2023 è stata approvvigionata capacità nuova relativa a fotovoltaico e idroelettrico pari ad una potenza nominale di circa 220 MW e capacità nuova relativa ad accumuli pari ad una potenza nominale di circa 200 MW. Tale capacità è stata assegnata ad un premio di 75.000 €/MW/anno.

Infine, nel valutare la partecipazione al meccanismo delle fonti rinnovabili, occorre ricordare che la partecipazione alle aste del mercato della capacità delle fonti rinnovabili era subordinata alla rinuncia degli incentivi erogati dal GSE.

- 6) Quali iniziative si stanno attuando per rimediare al fallimento delle UVAM? Risulta che parte significativa dei relativi progetti hanno subito revoche.

R.6 È improprio parlare di fallimento del progetto UVAM la cui sperimentazione è ancora in corso e i risultati potranno essere complessivamente valutati alla conclusione della fase sperimentale. Nel corso del biennio 2019-2020 non ci sono state revoche significative dei quantitativi assegnati ma solo alcune risoluzioni dei contratti per i quali sono state violate le prestazioni previste nel regolamento approvato da ARERA.

Per quanto riguarda gli sviluppi futuri, Terna ha presentato all'ARERA una proposta per la prosecuzione della contrattualizzazione a termine delle UVAM introducendo alcune modifiche rispetto alla regolazione del biennio passato, volte da un lato a dare maggiore flessibilità agli aggregatori dall'altro ad allineare la sperimentazione alle esigenze del sistema elettrico anche nella prospettiva di stabilizzare questo meccanismo nell'ambito della evoluzione del mercato dei servizi.

- 7) Sempre sulle UVAM, quante chiamate a salire ci sono state l'anno scorso (ci risulta 5)? Se non ve ne sono state come si possono valorizzare le UVAM, con quale altro strumento, considerato che la Direttiva definisce l'impiego del CM di ultima ratio?

R.7 Le UVAM sono selezionate sul mercato dei servizi di dispacciamento sulla base di un ordine di merito economico. Il fatto che le UVAM siano state selezionate a salire in un numero limitato di casi è dovuto al fatto che i prezzi delle offerte presentate dai titolari di UVAM sono più costose rispetto alle altre offerte presentate sul mercato. Si consideri che i prezzi delle offerte presentate ed accettate dai titolari di UVAM sono stati mediamente prossimi allo *strike price* fissato nel contratto a termine che è pari a 400 €/MWh contro un prezzo medio accettato per un servizio equivalente pari a circa 100 €/MWh.

- 8) Se si prorogano impianti a carbone va tenuto conto che nel frattempo potrebbero crescere stoccaggio e rinnovabili e diventare inutile la nuova capacità a gas prevista in modo prudenziale da Terna e incentivata per 15 anni. Non si corre il rischio di caricare sulle bollette importi elevatissimi e ingiustificati per 15 anni? Il problema costi non sembra porsi per la capacità esistente che ha durata annuale ma per la nuova capacità che dura 15 anni ed è pagata molto di più. Come si pensa di fare fronte a questo ed evitare costi enormi e ingiustificati per i cittadini?

R.8 Come riportato nella R.2, il mercato della capacità italiano è un meccanismo basato su aste competitive aperto a tutte le diverse tipologie di capacità (esistente, nuova; in ripotenziamento). In particolare, come già anticipato, con riferimento alle aste 2022 e 2023, tutta la capacità esistente offerta è stata accettata.

Inoltre, senza la realizzazione della capacità contrattualizzata nelle aste 2022 e 2023 e l'esecuzione delle nuove aste del mercato della capacità 2024 e 2025 non sarà possibile completare il phase out del carbone nel continente.

Si precisa infine che, tramite le aste del mercato della capacità, Terna contrattualizza esclusivamente la capacità necessaria a garantire l'adeguatezza del sistema elettrico, minimizzando il rischio per l'utente finale di mancata fornitura dell'energia elettrica.

Il mercato della capacità favorirà al contempo la dismissione degli impianti esistenti più inquinanti e obsoleti. Si deve tenere conto che gli impianti di ultima generazione hanno rendimenti, prestazioni ambientali e prestazioni dinamiche molto superiori alla capacità esistente.

Chiarimenti rispetto alla presentazione tenuta in audizione nella 10^a Commissione del Senato

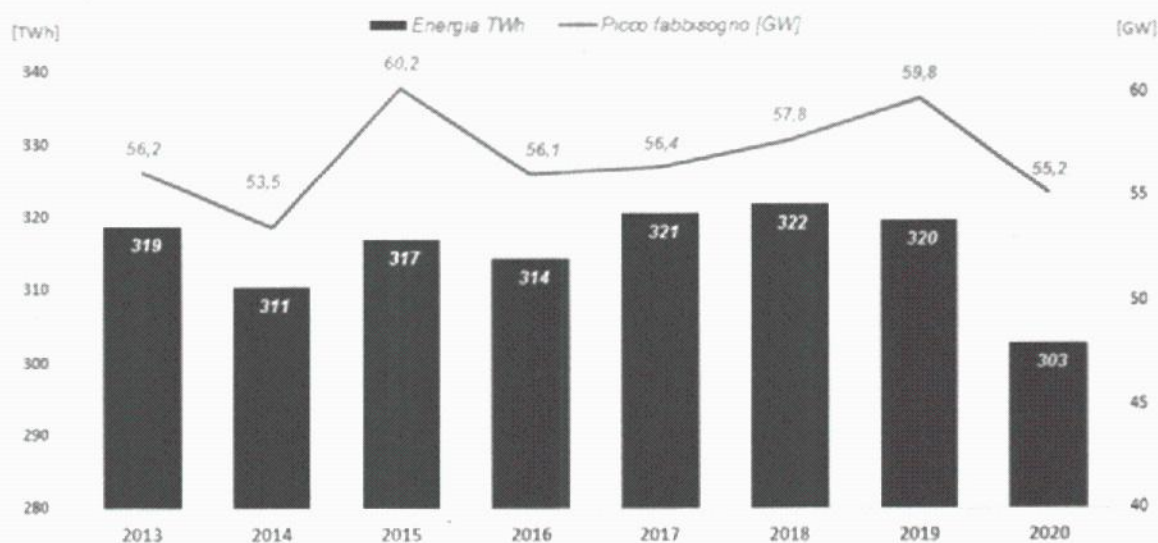
- 9) A pagina 3, il grafico "Capacità Fer" mostra una capacità FER cresciuta di 5,3 GW dal 2013 al 2020, mentre "capacità termoelettrica" mostra una riduzione di 14,7 GW nello stesso periodo. Il grafico "Margine di riserva" fa vedere una riduzione di 23 GW sempre nello stesso periodo (da 25 a 2). Di questi 23 di riduzione 14,7 sono conseguenti alla riduzione della capacità termoelettrica e ne rimangono 10,3. Poi Terna sottrae anche l'incremento delle rinnovabili (lo vedremo meglio nella tavola 5) ed abbiamo 5 GW di margine di riserva. Ma la slide indica 2 GW al 2020? Cosa avete considerato ancora? Perché non tenete conto anche dell'evoluzione della domanda che nello stesso periodo (dal 2013 al 2020) è passata da 318,5 TWh a 303 TWh? (- 15 TW!) Cosa altro ha considerato?

R.9 Nella tavola 3, sono riportati degli indicatori che rappresentano lo stato di evoluzione del sistema elettrico. I dati relativi alla riduzione del parco termoelettrico (-14,7 GW) e all'aumento della capacità rinnovabile (23 GW) non possono essere algebricamente sommati per calcolare il margine di riserva (confronto tra 2014 e 2020 pari a -23 GW), che dipende anche dall'andamento del carico, della capacità di generazione disponibile e dall'importazione di energia.

Terna, nella tavola 5, non "sottrae" alcun incremento delle rinnovabili, ma riporta in maniera esemplificativa e sintetica come si calcola il margine di riserva.

Il dato della tavola 3 (margine di 2 GW) è un dato di consuntivo relativo all'anno 2020, mentre il dato di tavola 5 è un dato previsionale relativo all'inverno 2021.

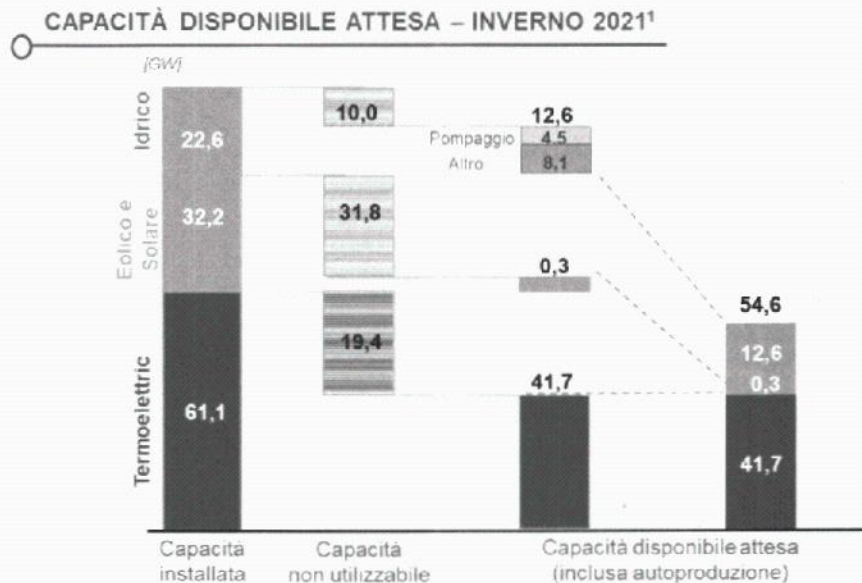
Con riferimento al dubbio sollevato sull'impatto della riduzione dell'energia consumata nel 2020 rispetto alla definizione del margine di riserva, si chiarisce che il calcolo di tale margine è effettuato ora per ora sulla base della domanda prevista. A riguardo, si specifica che nonostante l'energia annualmente consumata possa ridursi, la domanda prevista in una determinata ora potrebbe essere superiore rispetto a quella dell'anno prima. Infatti, come si evince dal grafico sotto riportato, che rappresenta l'andamento dell'energia consumata e della punta di carico a livello annuale, una riduzione dei consumi annui non necessariamente comporta una riduzione della punta di carico e, di conseguenza, un aumento del margine di riserva.



Per maggiore chiarezza, di seguito si riporta come viene calcolata la capacità disponibile ai fini del margine di riserva:

- Capacità installata di 115,9 GW (comprende tutti gli impianti termoelettrici, idroelettrici, eolici, fotovoltaici)
- Capacità non utilizzabile:
 - 10 GW di idroelettrico sono considerati non utilizzabili perché la produzione idroelettrica massima, funzione della disponibilità della risorsa idrica, è sempre minore della potenza installata degli impianti
 - 31,8 GW è la quota di rinnovabili che, in condizioni "LOW RES", risulta inutilizzabile. In inverno il minimo margine si registra normalmente, di sera, quando il fotovoltaico è, per ovvie ragioni, nullo. Il vento invece è variabile ma, almeno in alcuni giorni, la sua producibilità è comunque estremamente ridotta e pari ad alcuni punti percentuali rispetto alla capacità installata.
 - 19,4 GW rappresentano la capacità termoelettrica che, per diverse ragioni, non è utilizzabile: manutenzioni, limiti ambientali e autorizzativi, guasti degli impianti, quota di autoconsumo degli impianti stessi.

La capacità disponibile è quindi pari alla differenza tra la capacità installata e quella non utilizzabile.



Il margine senza import, definito da Terna secondo gli standard europei, è quindi pari alla differenza tra:

- la capacità disponibile,
- la somma del fabbisogno atteso e della riserva operativa.

10) A pagina 5, il riquadro a sinistra rappresenta la "CAPACITÀ DISPONIBILE ATTESA INVERNO 2021". La prima colonna rappresenta la "Capacità installata" (che totalizza 119, GW), la seconda la "Capacità non utilizzabile" che somma 61,2 GW. È da notare che questa colonna è spezzata in tre tronconi, dall'alto verso il basso: nel troncone superiore sono indicati 10 GW non utilizzabili su 22,6 di capacità idroelettrica (e questo può essere messo in relazione al livello degli invasi). Nel troncone inferiore sono indicati 19,4 GW non utilizzabili su 61,1 GW di capacità termoelettrica. Questo può essere

messo in relazione con le fermate degli impianti (almeno 1 mese ogni anno), con le avarie imprevedibili, con altri eventi esterni (scioperi, eventi meteo avversi, ecc...), ma una riduzione di 19 GW su 61, cioè del 31%, è tanta. Cosa altro è stato inserito come capacità non utilizzabile? Anche gli impianti in conservazione? o quelli in rifacimento? Sono tipologie considerate dal meccanismo del CM?: Se sì, perché vi serve tanta nuova capacità e non contate di avere in linea quella ora considerata in rifacimento o in conservazione?

R.10 All'interno della capacità termoelettrica non utilizzabile rientra tutta la capacità in conservazione, con vincoli ambientali, indisponibilità per manutenzione programmata al momento dell'analisi, stima di indisponibilità accidentali e/o indifferibili, vincoli tecnologici degli impianti legati alle condizioni ambientali.

L'andamento a consuntivo della capacità indisponibile, in un mese come quello di novembre 2020, mostra come i valori stimati siano realistici.



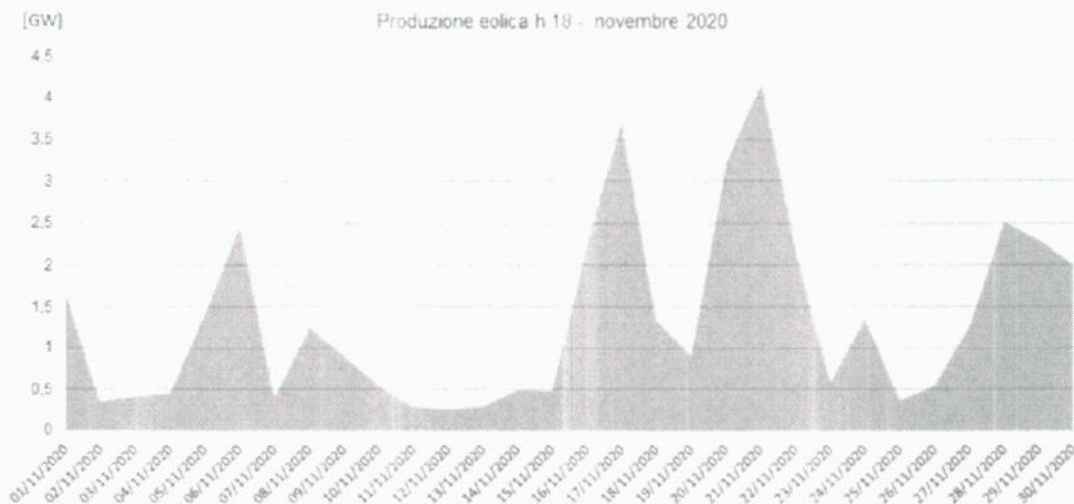
Si precisa inoltre che:

- come evidenziato precedentemente, il mercato della capacità è aperto a tutte le tipologie di capacità, ivi inclusi gli impianti in conservazione e quelli in rifacimento e che tutta la capacità esistente offerta nelle aste 2022 e 2023 è stata contrattualizzata;
- come già specificato in sede di audizione, Terna effettua simulazioni probabilistiche di adeguatezza per la costruzione delle curve di domanda del Capacity Market, per le analisi di adeguatezza nazionali (Report Adeguatezza Italia) e per le valutazioni delle criticità di adeguatezza stagionali (seasonal outlook) in linea con i criteri definiti a livello europeo.

- 11) Ma la cosa che più colpisce è il troncone di mezzo, quello che rappresenta la capacità eolica e solare, 32,2 GW: ebbene, di questi 32,2 GW ben 31,8 sono considerati capacità non utilizzabile ai fini della riserva: solo 0,4 GW (cioè solo l'1%) è considerata utile. Quali sono i motivi? Nel CM il contributo alla capacità produttiva che la disciplina assegna a eolico e FV è invece pari al 18% e all'11% rispettivamente (coefficiente di derating, art 4.2 della DTF 2 del CM). Quali sono i motivi di questa diversa valutazione?

R.11 In considerazione della non programmabilità delle FER, tra gli scenari analizzati si ipotizza anche quello con scarso contributo da fonti eolica e solare.

Il caso evidenziato all'interno del documento rappresenta l'ora più critica dello scenario invernale, corrispondente al periodo orario tra le 17:00 e le 18:00, quando, come anticipato in precedenza, si ha un contributo sostanzialmente nullo del fotovoltaico e ridotto dell'eolico.



Per quanto concerne il rapporto tra la capacità utilizzabile ai fini della riserva e quella complessivamente installata, rispetto ai valori di derating utilizzati per il mercato della capacità, si ribadisce che il primo rappresenta un valore puntuale associato al caso peggiore, mentre questi ultimi sono definiti tramite un approccio probabilistico che considera il contributo medio di tali risorse all'adeguatezza del sistema.

- 12) A pagina 7, nel secondo punto è riportato che prezzo gas, sviluppi rete, prezzi Co2 e crescita delle rinnovabili hanno già ridotto sensibilmente la produzione a carbone. Quindi conferma che lo sviluppo di rete contribuisce anch'esso a ridurre la potenza richiesta per l'esercizio in sicurezza. Nel punto successivo è citato che verrà realizzato il nuovo "Tyrrhenian link" (un cavo sottomarino). In fondo a pagina 11 è evidenziato che "il completamento del Tyrrhenian Link permetterà di gestire la Sardegna con 1/3 della attuale generazione termoelettrica e potrà consentire lo spegnimento di impianti a olio e a carbone nell'isola (quindi si passerebbe da cca 900 MW a 300 MW nel complesso). A pagina 16 (ultima slide), si attribuiscono 5,4 miliardi di euro allo sviluppo rete. Considerando che il SA.COI è già finito, il costo preponderante sembra rappresentato dal Tyrrhenian Link. Sono state valutate soluzioni più convenienti? Ad esempio, migliorando ancora l'efficienza dell'abbattimento delle emissioni nocive da parte degli impianti a carbone sardi? (DeSox, De Nox e abbattimento polveri)? Sono stati considerati gli impatti sull'occupazione dell'isola conseguenti alla chiusura del 60% della potenza a carbone conseguenza dell'esercizio del Tyrrhenian link?

R.12 Per cercare di mitigare l'impatto dei cambiamenti climatici, l'Europa, con il Green Deal si è posta l'obiettivo di azzerare le emissioni nette di gas a effetto serra dal 2050, con l'obiettivo di dissociare la crescita economica dall'uso di combustibili fossili.

Inoltre, l'Italia, nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), si è posta l'obiettivo del phase out completo del carbone entro il 2025.

Per poter raggiungere tale obiettivo ambizioso occorre implementare rapidamente gli strumenti già definiti nel PNIEC, tra cui la realizzazione di nuova capacità di generazione e accumulo e lo sviluppo di infrastrutture di rete.

Relativamente a quest'ultimo punto, nel pianificare la realizzazione di nuove opere di rete, Terna effettua analisi costi benefici sulla base di metodologie pubbliche ed in linea con le best practice europee. In particolare, i principali benefici su cui si basa l'analisi riguardano la riduzione dei costi dei mercati e dell'essenzialità, l'integrazione delle fonti rinnovabili e la riduzione dell'energia non fornita e delle emissioni di CO₂.

Infine, si precisa che nelle analisi effettuate non è stato considerato il mantenimento in esercizio degli impianti a carbone e gli effetti occupazionali ad esso connessi, poiché il processo di phase out è uno dei punti cardine della politica energetica europea e nazionale ed è quindi assunto come ipotesi di partenza per tutte le analisi di Terna.

In ultima istanza, si precisa che il completamento del Tyrrhenian Link permetterà di gestire la Sardegna con un terzo della attuale generazione termoelettrica e potrà consentire lo spegnimento di impianti a olio e a carbone nell'isola che, nel complesso, hanno una potenza massima di circa 1600 MW.