



Sede legale
Piazzale Enrico Mattei, 1
00144 Roma
Tel. +39 06 59821
eni.com

MEMORIA Eni SpA

Affare sulla razionalizzazione, la trasparenza e la struttura di costo del mercato elettrico e sugli effetti in bolletta in capo agli utenti

Senato della Repubblica - 10^a Commissione permanente

2 aprile 2021

Eni SpA

Capitale Sociale Euro 4.005.358.876,00 i.v.
Registro imprese di Roma, Codice Fiscale 00484960588
Partita IVA 00905811006, R.E.A. Roma n. 756453
Sedi secondarie:
Via Emilia, 1 - Piazza Ezio Vanoni, 1
20097 San Donato Milanese (MI)



Premessa

Eni ringrazia per l'attenzione che la 10ª Commissione del Senato vorrà riservare alle considerazioni espresse in questa Memoria.

L'industria dell'energia vive un momento di profonda trasformazione che richiede un contributo sostanziale e creativo da parte di tutti i soggetti coinvolti.

L'obiettivo condiviso per il futuro è una piena transizione, capace di centrare l'ambizioso *target* della neutralità climatica al 2050. Eni ritiene che questo obiettivo debba essere perseguito, continuando ad assicurare ai Consumatori una fornitura di energia affidabile, sicura e a condizioni economiche competitive.

Eni ritiene importante che, nel perseguire la transizione, si colga l'occasione di trasformarla in un volano per l'industria nazionale, un'industria solida e capace di essere portatrice di valore duraturo e tangibile per tutti i propri *stakeholder*, anche tramite l'innovazione tecnologica.

Eni ha scelto di integrare profondamente questo obiettivo nella propria strategia, puntando alla piena neutralità climatica delle proprie attività e dei propri prodotti, per tutti e tre gli *scope*, al 2050. In questo percorso di trasformazione, Eni sarà certamente in grado di contribuire in modo rilevante alla transizione dell'industria elettrica nazionale, che dovrà trovare i suoi principi cardine proprio nei temi oggetto dell'Affare in discussione presso questa Commissione, e cioè la **razionalizzazione delle scelte**, la **trasparenza dei meccanismi** e la **sostenibilità degli impatti economici in bolletta**.

Nel seguito di questa memoria, Eni si concentrerà su quelli che ritiene i fattori abilitanti di questo percorso: l'urgente **cambio di passo** per un rapido e armonico **incremento della generazione da fonti rinnovabili**, al quale dovrà essere affiancato lo sviluppo di una **sufficiente capacità di accumulo e di capacità programmabile low-carbon (es. generazione a gas con CCS)** che possa **garantire l'adeguatezza e la sicurezza del sistema** lungo il percorso di decarbonizzazione, a beneficio dei **Consumatori** che, a loro volta, sono chiamati a **svolgere un ruolo chiave nella transizione ecologica**.

1. Necessità di un cambio di passo nel settore delle rinnovabili

L'evoluzione dell'industria elettrica nazionale ha il suo snodo chiave **nell'aumento della generazione da fonti rinnovabili (FER)**.

In questo ambito, Eni conta di fornire un contributo significativo, anche facendo leva sulle sue **competenze tecnologiche** e sull'**esperienza** che la società sta maturando in importanti progetti all'estero.



Eni è impegnata da tempo nella ricerca tecnologica applicata al settore delle energie rinnovabili con progetti, anche in fase pre-industriale, relativi, ad esempio, alla produzione di **energia da moto ondoso** e all'utilizzo di **sistemi fotovoltaici organici** (OPV), caratterizzati da flessibilità, basso consumo e possibilità di riciclo a fine vita.

Inoltre, sul piano industriale, la società ha definito un'ambiziosa *roadmap* di investimento, che prevede la realizzazione di **15 GW di FER al 2030 e 60 GW al 2050**. Eni prevede, da un lato, la prosecuzione delle attività di sviluppo nelle aree di presenza, dall'altro, l'espansione in nuove aree selezionate sulla base della presenza attuale e prospettica dei suoi Clienti, in modo da massimizzare il valore dell'integrazione.

Si collocano in tale prospettiva le iniziative di Eni in Italia, ovvero:

- gli investimenti nell'ambito del **Progetto Italia**, che mira a **riqualificare numerose aree industriali** presenti sul territorio non utilizzabili per altri usi e a creare **nuove sinergie nel settore delle energie rinnovabili**. Il Progetto è stato avviato nel 2016 con un primo impianto a servizio del Green Data Center di Eni, seguito da importanti sviluppi nelle aree industriali di Assemini (23 MW), Porto Torres (31 MW) e Volpiano (18 MW) e con una ulteriore *pipeline* di progetti nelle aree di Trecate, Porto Marghera, Ravenna, Priolo, Gela e Porto Torres. Inoltre, sono stati acquisiti progetti eolici in Puglia (Laterza) per 35 MW, con avvio previsto nel corso del 2021;
- la *partnership* recentemente siglata con CDP Equity per la realizzazione, tramite la **joint venture GreenIT**, di 1.000 MW di nuova capacità di generazione in Italia, per oltre 800 milioni di euro di investimenti in un orizzonte quinquennale. GreenIT punta alla realizzazione di impianti *greenfield*, anche attraverso la **valorizzazione del patrimonio immobiliare del Gruppo CDP e della Pubblica Amministrazione**, al *repowering* di impianti a fine vita e alla costruzione di progetti già autorizzati.

Accanto agli investimenti sul territorio nazionale, Eni sta sviluppando **numerosi progetti a livello europeo e globale nel settore delle rinnovabili**. Fra questi, la partecipazione, con una quota del 20% (corrispondenti a 480 MW di capacità), nel progetto **Dogger Bank**, il più grande parco eolico *offshore* al mondo, al largo delle coste della Gran Bretagna, che sarà sviluppato entro la fine del 2024 con un investimento complessivo di 6 miliardi di sterline. Con questo progetto, **Eni ha segnato il suo ingresso nell'eolico offshore**, un settore dalle notevoli potenzialità, come sottolineato anche dalla recente Strategia Europea sulle energie rinnovabili *offshore*.

Le competenze e i progetti di Eni potranno contribuire in modo importante agli obiettivi di aumento della produzione di energia rinnovabile in Italia.

Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) pianifica al 2030 una produzione complessiva di oltre 186 TWh di energia da FER, corrispondenti al 55%



del fabbisogno elettrico nazionale. Questo richiederà una capacità installata FER di oltre 95 GW (+40 GW rispetto a oggi), principalmente da fonte fotovoltaica ed eolica.

Questi obiettivi di crescita, già molto sfidanti, dovranno essere rivisitati ulteriormente al rialzo per raggiungere i **nuovi target di decarbonizzazione fissati dal Green Deal europeo**.

Di conseguenza, **Eni considera una priorità per il Paese la creazione di un quadro favorevole agli investimenti, in grado di attivare le risorse e i capitali necessari per questi sviluppi**.

In particolare, Eni ritiene urgente e prioritario:

- **definire procedure autorizzative semplificate**, che garantiscano una ragionevole coerenza tra il percorso di raggiungimento degli obiettivi nazionali, i *business plan* degli sviluppatori e l'effettiva realizzazione degli impianti. A oggi, la lentezza e l'imprevedibilità degli esiti delle procedure autorizzative stanno frenando gli investimenti in nuova capacità di generazione (si pensi per esempio alle più recenti aste FER, in cui, a fronte di una disponibilità di oltre 1.100 MW, ne sono stati assegnati solo 280) e stanno penalizzando il sistema Paese nel suo complesso, con effetti anche sulla sostenibilità dei livelli di incentivazione risultanti dai meccanismi di asta;
- **individuare le aree idonee per l'installazione degli impianti FER**, anche *offshore*;
- **aggiornare il quadro dei sistemi incentivanti**, orientandolo anche al sostegno di tecnologie innovative e a basso consumo di suolo e proseguendo il percorso virtuoso di recupero e valorizzazione delle aree dismesse, anche con riferimento ai siti della Pubblica Amministrazione;
- **sviluppare un disegno di mercato che favorisca un utilizzo efficiente della generazione FER e permetta di evitare segnali distorti**. Ad esempio, per quanto riguarda l'introduzione dei prezzi negativi, come segnalato dalla stessa Autorità di regolazione, è auspicabile che l'eliminazione del *floor* ai prezzi offerti sui mercati sia accompagnata da adeguate misure correttive, per evitare effetti distorsivi.

Infine, in considerazione del dibattito europeo e nazionale sulla costruzione di un nuovo mercato dell'idrogeno, suggeriamo un **approccio sempre più integrato tra i settori gas ed elettrico**, in ottica *cross commodity*, creando le condizioni per cui lo sviluppo dell'idrogeno diventi una effettiva, ulteriore leva di decarbonizzazione (in particolare per i settori *hard-to-abate*) e non metta a rischio gli obiettivi di decarbonizzazione del settore elettrico. In particolare, per proteggere e promuovere la competitività del nostro sistema industriale, sarà indispensabile rimuovere possibili barriere tra i mercati e valutare come accompagnare da un punto di vista regolatorio la crescita del nuovo mercato e le sempre maggiori interconnessioni tra i settori.



Il raggiungimento degli ambiziosi *target* di installazione di capacità FER sarà garantito in larga parte tramite lo sfruttamento delle risorse solare ed eolica, cui sono associati importanti obiettivi di crescita quantitativa. Lo sfruttamento di tali risorse è però condizionato da un lato dalla loro naturale intermittenza e imprevedibilità, dall'altro da livelli di producibilità assoluti diversificati sul territorio e, soprattutto nel caso dell'eolico, non paragonabili ai livelli osservabili nelle più avanzate esperienze europee di produzione *offshore*. Per consentire l'ottimizzazione dell'uso di queste risorse, **è opportuno che il sistema elettrico nazionale disponga di un'adeguata capacità di accumulo**. Questa contribuirebbe anche alla sicurezza del sistema, data la capacità di alcune tipologie di accumulo di fornire servizi pregiati utili per la gestione della rete.

Considerata la forte aleatorietà che caratterizza i flussi di ricavi associati agli investimenti in accumuli, è necessario proseguire sulla strada avviata con i progetti pilota promossi da Terna e ARERA, definendo **adeguati strumenti di market design** che consentano di stimolare lo sviluppo di tali risorse: i) fornendo adeguati strumenti di copertura dal rischio investimento; ii) favorendo al contempo un utilizzo efficiente di tali *asset*.

2. Necessità di continuare a garantire l'adeguatezza del sistema elettrico

Il mantenimento di un sufficiente livello di adeguatezza del sistema elettrico italiano è una delle principali sfide del settore nel breve-medio periodo.

Infatti, il PNIEC prevede il **superamento della generazione a carbone già al 2025**, con conseguente dismissione di oltre 7 GW di capacità di generazione programmabile.

È pertanto necessario il ricorso al *capacity market* che, come indicato dall'*Implementation Plan* italiano, integra i segnali di prezzo provenienti dai mercati dell'energia che, da soli, non sono in grado di assicurare un sufficiente livello di adeguatezza.

Il *capacity market* dovrà continuare a prevedere la possibile contrattualizzazione, oltre che di **capacità di generazione a gas, di accumuli, capacità FER e Demand Side Response (DSR)**, tenendo però inevitabilmente conto delle specifiche caratteristiche tecniche di ciascuna risorsa e del relativo contributo all'adeguatezza del sistema.

In questo senso, Terna ha evidenziato come il raggiungimento degli obiettivi di adeguatezza del sistema elettrico (i.e. massimo 3 ore/anno in cui possono verificarsi distacchi non programmati) richieda al 2025 il mantenimento degli attuali livelli di capacità termoelettrica (almeno 54 GW – *pre-phase-out* del carbone) integrata da almeno 3 GW di nuova capacità di accumulo. **Il ruolo della generazione a gas**



rimane quindi centrale, proprio come fattore abilitante della decarbonizzazione – in sicurezza - del settore elettrico italiano.

Alla luce dell'andamento delle prime due sessioni di asta del *capacity market* in cui, pur a fronte dell'approvvigionamento di una quantità non trascurabile di nuova capacità di generazione (inclusi nuovi sistemi di accumulo), gli esiti complessivi sono risultati al di sotto dei *target* minimi fissati da Terna, Eni sottolinea la necessità di procedere urgentemente a:

- **intervenire sul piano delle procedure autorizzative**, per fare sì che la nuova capacità contrattualizzata nelle aste già svolte possa essere effettivamente realizzata nelle tempistiche attese;
- **svolgere in tempi rapidi le procedure di asta relative ai periodi di consegna successivi al 2023.**

Con riferimento alla generazione elettrica a gas, si coglie qui l'occasione per evidenziare che questa opzione ha le caratteristiche, se accompagnate da un adeguato *know-how* tecnologico che Eni è in condizione di offrire al Paese, per mantenere la sua valenza anche in uno scenario di decarbonizzazione avanzata.

Le tecnologie di cattura, utilizzo e stoccaggio della CO₂ offrono la possibilità di decarbonizzare le produzioni degli impianti a gas naturale, fornendo in questo modo tecnologie *low-carbon* di produzione elettrica in grado di garantire un alto livello di adeguatezza e sicurezza, minimizzando i costi complessivi del sistema. Inoltre, **le centrali a gas potranno essere alimentate con quote crescenti di gas decarbonizzati**, come il biometano e l'idrogeno. In quest'ottica, la generazione a gas può candidarsi a rimanere, anche in futuro - secondo un approccio flessibile che dovrà necessariamente basarsi sui criteri di razionalità, trasparenza e sostenibilità - il complemento ideale delle rinnovabili, degli accumuli e delle altre forme di flessibilità anche lato consumo.

3. Centralità del ruolo dei Consumatori

La trasformazione del settore elettrico italiano non potrà compiersi senza che i Consumatori assumano un ruolo sempre più consapevole e partecipe.

Infatti, è proprio in questo segmento che sono possibili le innovazioni più profonde e dirimpenti, con i Consumatori che hanno l'opportunità di diventare soggetti attivi del mercato e motore stesso della sua evoluzione.

Anche in questo ambito, Eni ha deciso di impegnarsi in modo importante, riconoscendo nel rapporto con i propri Clienti una leva chiave di innovazione e di concretizzazione dei propri obiettivi di neutralità climatica. **Eni gas e luce, controllata al 100% da Eni, si propone infatti ai suoi 8 milioni di Clienti italiani, di cui 2 elettrici, non solo come un fornitore di *commodity* ma come *partner* a tutto tondo nel percorso congiunto di transizione ecologica.**



Generazione distribuita, accumuli domestici, mobilità elettrica, efficientamento energetico degli edifici, consumo responsabile anche attraverso il ricorso a scelte *green* e all'utilizzo di elettrodomestici più efficienti: **su tutti questi fronti Eni gas e luce ha sviluppato soluzioni dedicate, con l'obiettivo di semplificare l'accesso per i propri Clienti alle nuove opportunità offerte dalla trasformazione del settore energetico.**

Perché i Consumatori possano acquisire realmente il ruolo di protagonisti, anche attraverso la costituzione di comunità energetiche, è tuttavia **necessario proseguire sulla strada della semplificazione e soprattutto completare il percorso di superamento delle tutele di prezzo.**

I mercati *retail* gas ed elettrico sono strutturalmente differenti. In particolare, **il primo operatore elettrico ha una quota di mercato *retail* del 70%, mentre il primo operatore gas ha una quota di mercato *retail* inferiore al 25%.** È necessaria, quindi, una regolazione diversa del *phase out* tariffario, recentemente rinviato per famiglie gas e luce e microimprese luce al 1 gennaio 2023.

Per il mercato elettrico residenziale riteniamo necessario, entro la fine del 2021 in aderenza alle proposte dell'AGCM, **introdurre un vincolo al distributore principale** ad affidare la maggior tutela, **per la quota di mercato di gruppo eccedente il 50% a livello nazionale**, a operatori individuati attraverso **procedura regolata**. I corrispondenti Clienti sarebbero quindi serviti in maggior tutela da altri operatori individuati con la suddetta procedura fino al 31 dicembre 2022. Il passaggio successivo per le famiglie gas e luce avverrebbe, al 1 gennaio 2023, attraverso l'applicazione delle **offerte PLACET** (a Prezzo Libero A Condizioni Equiparate di Tutela), offerte già esistenti e regolate da ARERA.

Con riferimento al superamento della maggior tutela per le microimprese, evidenziamo che, per il gas, gli stessi Clienti sono fuori dal regime di tutela già dal 2013. Riteniamo quindi opportuno valutare una **rapida implementazione del processo.**