



**Audizione annuale
presso l’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico**

Osservazioni al documento “Rendicontazione delle attività, svolte dall’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico, nel periodo aprile 2016-aprile 2017, nell’ambito del quadro strategico per il quadriennio 2015/2018”

Luglio 2017



Premessa

Il mercato energetico italiano è caratterizzato da una profonda fase di trasformazione guidata da un lato dallo sviluppo di nuove tecnologie, che favorirà una domanda sempre più consapevole ed attiva da parte del mercato, e dall'altro dal progressivo decentramento della produzione e sviluppo di impianti rinnovabili, che cambierà l'offerta di energia.

È quindi fondamentale la previsione di un quadro di regole che possa guidare il settore energetico in questo delicato processo di transizione.

Per quanto riguarda il **mercato retail**, il completamento del processo di liberalizzazione in corso porterà ad nuovo assetto, in cui il consumatore avrà un ruolo sempre più centrale grazie alle nuove tecnologie digitali e alle proposte di nuovi servizi e offerte da parte dei fornitori.

Riteniamo che il rinvio al 2019 del superamento della tutela previsto dal DDL concorrenza possa essere utile al fine di aumentare la capacità delle famiglie di orientarsi nel mercato libero. In generale riteniamo che vada adottato un approccio graduale cominciando anche da subito con le piccole imprese, che già sono in grado di affrontare il mercato libero, e solo successivamente con i clienti domestici.

Parallelamente sarà fondamentale che la regolazione salvaguardi la stabilità e la credibilità del sistema per non compromettere la fiducia dei clienti nei confronti del mercato.

In particolare, riteniamo fondamentale la definizione di un **Albo dei venditori** per consentire l'accesso al mercato ai soli operatori in possesso dei requisiti di affidabilità ed onorabilità. La previsione di tale strumento è un prerequisito fondamentale per la liberalizzazione del mercato e, più in generale, per qualsiasi altro intervento, quale ad esempio l'offerta PLACET.

La creazione di un Albo dei venditori consentirà inoltre di minimizzare i rischi legati a situazioni di inadempienza, relativi anche agli oneri di sistema, che finiscono per gravare sull'intera collettività. In tale ambito, andrebbero inoltre previsti adeguati strumenti, normativi e regolatori, per **garantire la copertura del rischio** a cui è esposto il distributore e, in più in generale il sistema, nei casi di morosità di clienti e fornitori. In tal senso, riteniamo corretto che la regolazione privilegi l'adozione di strumenti preventivi per contrastare sul nascere l'insorgere di situazioni di morosità.



Per difendere il sistema da possibili inadempienze dei venditori è necessario rafforzare il sistema di garanzie previsto dal Codice di rete della distribuzione anche con riguardo ai requisiti di solidità e affidabilità degli istituti emittenti le garanzie di cui i trader si avvalgono per usufruire del servizio del trasporto.

Laddove però il sistema preventivo non dovesse essere sufficiente è chiaro che il sistema dovrà intervenire per tutelare gli operatori regolati ancora esposti.

Sempre in vista del superamento della tutela, auspichiamo una evoluzione della regolazione finalizzata a promuovere il ricorso a **soluzioni innovative per la gestione del cliente** che in futuro dovrà essere sempre più basato sulla **digitalizzazione** di tutte le fasi del rapporto con il venditore (es. contrattualizzazione, fatturazione, gestione dei reclami). Fondamentale in tal senso sarà l'installazione dei sistemi di smart metering 2G che porterà sia al miglioramento di processi esistenti che all'abilitazione di nuovi servizi.

Con riferimento alle **infrastrutture di rete**, riteniamo necessario che la prevista introduzione dell'approccio **TOTEX** consenta una remunerazione equa degli investimenti che il distributore sarà chiamato a realizzare nei prossimi anni per rispondere alle esigenze di sviluppo della rete e miglioramento della qualità del servizio e alle opportunità di sviluppo di nuovi servizi e strumenti a vantaggio per il sistema. Considerato il carattere innovativo della nuova regolazione, è auspicabile un approccio graduale per la sua introduzione, evitando discontinuità di tipo economico-finanziario per gli operatori.

In merito agli investimenti previsti per il miglioramento della **resilienza della rete**, Enel auspica la definizione di un sistema premiante per indirizzare gli operatori verso gli interventi a maggior valore aggiunto per il sistema, evitando però forme di obbligatorietà che possano vincolare scelte di investimento che devono rimanere nella responsabilità del distributore. Anche in considerazione dell'aumento in questi anni dell'intensità e della frequenza di eventi meteorologici particolarmente severi e su larga scala, auspichiamo che tale schema di regolazione sia definito quanto prima.

In tema di innovazione, un ruolo fondamentale nel perseguimento delle politiche di promozione dell'efficienza energetica sarà fornito dallo sviluppo del vettore elettrico, in particolare nel settore residenziale e in quello dei trasporti. È possibile stimare che una parte significativa degli obiettivi



di efficienza richiesti al 2030 dalla normativa europea possano essere realizzati attraverso l'elettrificazione. Ad esempio, in ambito domestico, facciamo riferimento a soluzioni tecnologiche efficienti quali la pompa di calore elettrica (sia per la climatizzazione invernale ed estiva che per la produzione di acqua calda sanitaria) e la cucina ad induzione. Tali applicazioni presentano importanti benefici ambientali consentendo di ridurre le emissioni di CO₂ e gli inquinanti locali.

Con riferimento invece al settore dei trasporti, un ruolo chiave sarà certamente giocato dallo sviluppo della mobilità elettrica. Affinché ciò avvenga, riteniamo necessaria la conferma dopo il 2019 di tariffe incentivanti per i punti di ricarica pubblica e la previsione di tariffe specifiche per i soggetti che ricaricano l'auto presso garage o box separati dall'abitazione, oggi penalizzati dalle elevate quote fisse delle tariffe UDA.

In merito al meccanismo dei **Certificati Bianchi**, chiediamo ai fini dell'erogazione del contributo tariffario il ripristino del principio di cassa, in luogo di quello di competenza recentemente introdotto dall'Autorità, al fine di eliminare i rischi per il distributore di mancata copertura dei costi sostenuti per assolvere agli obblighi di risparmio energetico.

Relativamente al **mercato all'ingrosso**, Enel auspica un rapido avvio del **Capacity Market** per fornire al mercato i corretti segnali sul valore della capacità produttiva da impianti programmabili necessari per assicurare la stabilità del sistema elettrico. Sarà necessario coordinare la disciplina del nuovo mercato con la regolazione in materia di adeguatezza e sicurezza del sistema (es. impianti essenziali, contratti di approvvigionamento di servizi sul medio e lungo termine) e con previsioni che favoriscano la **contrattualizzazione a termine (orizzonte di almeno 15 anni)** tra operatori al fine di sostenere in maniera continua e efficiente lo sviluppo di impianti a fonti rinnovabili, elemento fondamentale per raggiungere (e possibilmente superare) gli obiettivi europei di decarbonizzazione.

È inoltre necessario accelerare l'apertura alla fornitura dei **servizi di dispacciamento** da parte delle nuove risorse, come impianti a fonte rinnovabile, domanda e piccola generazione in forma aggregata. L'ingresso di tale nuove risorse renderà comunque necessaria una riflessione sul **ruolo del DSO** che, a nostro avviso, è il soggetto naturalmente preposto alla gestione dei servizi di dispacciamento sulle proprie reti per assicurarne l'esercizio in sicurezza e con un'alta qualità del servizio.



Con riferimento alla diffusione dell'autoconsumo, reti private e forme collettive di consumo, Enel ritiene che tali fenomeni saranno naturalmente favoriti dall'evoluzione tecnologica che metterà a disposizione dei consumatori finali, a un costo sempre più accessibile, sistemi di produzione di piccola e media taglia sostenibili da un punto di vista ambientale.

Il processo di diffusione di tali configurazioni andrebbe però regolamentato attraverso politiche in grado di identificare, in maniera trasparente e monitorabile, le soluzioni ambientalmente sostenibili (quindi esclusivamente impianti a fonti rinnovabili e cogenerativi a alto rendimento), evitando l'incentivazione, anche indiretta, di configurazioni inefficienti e inquinanti e iniqui sussidi incrociati tra le differenti categorie di consumatori. Inoltre andrebbe evitato il rischio di frammentazione del sistema elettrico (in particolare delle reti di distribuzione) con gravi ricadute in termini di efficienza e sicurezza delle forniture.

Per quanto riguarda il **settore gas**, considerato il profondo mutamento del contesto di riferimento e in particolare la prossima scadenza dei contratti long term, è necessaria la definizione di un **“nuovo paradigma tariffario” per il servizio di trasporto** che superi le attuali logiche caratterizzate da una differenziazione tra i corrispettivi di entry, favorendo così la concorrenzialità del mercato all'ingrosso e la sicurezza del sistema, a tutto vantaggio del cliente finale.

Di seguito riportiamo le osservazioni specifiche su temi sopra esposti e, più in generale, sugli ulteriori aspetti di interesse coerentemente con gli obiettivi individuati nel Quadro strategico per il quadriennio 2015–2018.

Mercato retail

*Superamento
tutela*

Il completamento della liberalizzazione del mercato retail deve fondarsi sulla centralità del cliente, e sulla sua piena consapevolezza circa il funzionamento e le opportunità offerte dal mercato libero.

Sulla base di quanto emerge dall'ultimo Monitoraggio retail, la capacità di scelta dei clienti risulta ancora differenziata tra clienti domestici e piccole imprese, con queste ultime maggiormente in grado di confrontarsi con il mercato libero. Viceversa, le famiglie mostrano ancora oggi di non



aver ancora raggiunto un livello di capacitazione tale da consentire loro una scelta consapevole del proprio fornitore sul mercato libero.

Alla luce di quanto sopra sarebbe quindi auspicabile prevedere un'implementazione graduale del processo di liberalizzazione in modo da interessare da subito le piccole imprese e solo in una fase successiva i clienti domestici.

*Albo dei
Venditori*

Prerequisito imprescindibile e quanto mai urgente in vista della completa liberalizzazione del mercato è l'istituzione di un "Albo" che abiliti all'attività di vendita dell'energia elettrica solo i soggetti in possesso di determinati requisiti tecnici, economico-finanziari e reputazionali. Un mercato effettivamente competitivo, infatti, non si caratterizza soltanto per il numero di soggetti che vi operano, quanto per il numero di quelli che competono lealmente garantendo piena affidabilità al sistema.

Ciò si rende ancor più necessario alla luce degli inadempimenti, accompagnati da ricorsi strumentali a procedure fallimentari o concordati preventivi, messi in atto nel corso di quest'anno da parte di alcuni operatori al mero scopo di eludere i propri obblighi contrattuali e le azioni di recupero del credito del distributore. Tali condotte compromettono lo sviluppo di una sana concorrenza del mercato e si riverberano in ultima analisi proprio sul cliente finale minando la fiducia dello stesso nei confronti del mercato.

*Codice di
Rete di
distribuzione*

In questi ultimi anni, abbiamo infatti assistito all'aggravarsi di comportamenti opportunistici da parte di alcuni venditori che, muovendosi tra le maglie della regolazione, hanno di fatto aggirato tutte le leve a disposizione del distributore a tutela del proprio credito. Tali episodi hanno palesato come le misure a copertura del rischio credito previste dal CADE non siano di fatto sufficienti e ciò sia in merito alla quantificazione delle garanzie - che, come noto, è solo parziale rispetto all'effettiva esposizione del distributore - sia in merito all'affidabilità degli istituti creditizi che emettono le polizze fideiussorie. Al riguardo segnaliamo infatti che nell'ultimo anno si sono verificati casi di insolvenza o fallimenti di istituti assicurativi attivi nel settore elettrico che hanno comportato la nullità delle garanzie prestate dai trader. Al fine di rendere effettivamente efficace tale strumento di tutela del distributore si rende necessario un suo rafforzamento privilegiando, ad esempio, le fideiussioni bancarie che nel tempo hanno dato prova di una più certa e rapida



solvibilità oltre al ripristino di requisiti in termini di merito creditizio in capo all'istituto emittente. Senza un siffatto rafforzamento delle garanzie il distributore risulta in sostanza scoperto dal rischio insoluti.

*Oneri
Generali di
Sistema*

Inoltre i contenziosi promossi dai venditori in tema di legittimità della corresponsione degli oneri generali di sistema ai distributori in caso di morosità da parte dei clienti finali, peraltro proprio da quella frangia di operatori che aveva già mostrato difficoltà nell'adempiere alle disposizioni regolatorie, hanno evidenziato la necessità ormai ineludibile di un intervento normativo che attribuisca all'Autorità il compito di disciplinare la copertura di tali oneri nelle garanzie del contratto di trasporto e nei corrispettivi del servizio anche qualora non incassati dai venditori.

All'intervento del legislatore dovrà poi comunque far seguito un tempestiva azione del Regolatore volto a riformare la gestione degli oneri di sistema, prevenendo anche meccanismi di compensazione per gli operatori in relazione agli eventuali mancati incassi degli oneri stessi, come d'altronde già previsto dalla Delibera 109/2017/R/eel.

Morosità

Tali meccanismi dovranno essere accompagnati da interventi di rafforzamento degli strumenti di contrasto della morosità dei clienti finali.

Fra questi interventi ribadiamo la necessità di efficientare e semplificare il Sistema Indennitario, indispensabile strumento di tutela dei venditori nei confronti del fenomeno del c.d. "turismo energetico", principalmente attraverso una maggiorazione della CMOR in funzione dell'effettiva esposizione del trader, e l'estensione al settore gas.

Parimenti auspichiamo l'introduzione di strumenti che diano visibilità al venditore del grado di solvibilità del cliente finale in fase di acquisizione quali l'istituzione di una banca dati che, al pari di quanto già in essere nel settore delle telecomunicazioni, raccolga le informazioni relative allo stato creditizio del cliente, nonché il rafforzamento del *pre-check* con le informazioni inerenti la morosità del cliente.

Un ulteriore strumento funzionale alla prevenzione della morosità, peraltro già in uso in altri Paesi europei, può essere costituito dalla subordinazione dei nuovi switching da parte di clienti morosi al saldo della morosità pregressa.

Digitalizzazione



Sempre in vista del superamento della tutela, al fine di favorire una maggiore comprensione delle offerte sul mercato libero, auspichiamo l'adozione di modalità innovative di gestione del rapporto fra clienti ed operatori che consentano anche un miglioramento complessivo della qualità del servizio.

In particolare, nell'ottica di semplificare la consultazione della documentazione contrattuale da parte dei clienti, di innovare e digitalizzare le modalità di comunicazione con gli stessi, nonché di minimizzare i costi per le società di vendita, si propone di snellire la documentazione consegnata agli stessi, rimandando al sito web degli operatori per la consultazione integrale. La consultazione sul web, non solo costituirebbe, rispetto alla forma cartacea o telefonica, una modalità più fruibile ed immediata, ma consentirebbe anche un grande risparmio di costi per gli operatori.

Per i clienti che hanno scelto la bolletta digitale si potrebbe inoltre prevedere un ulteriore snellimento delle informazioni presenti nel documento di fatturazione mettendo a disposizione degli stessi in un'area web dedicata tutte quelle informazioni che non sono strettamente collegate agli importi fatturati, quali ad esempio l'andamento del consumo nei 12 mesi, il dettaglio della potenza prelevata, il mix delle fonti energetiche così come i messaggi ricorrenti presenti in bolletta

*Offerta
PLACET*

Con riferimento ai previsti obblighi di presentazione di offerte standardizzate da parte delle società di vendita (c.d. Offerta PLACET), da definire comunque solo dopo la creazione di un Albo dei venditori, auspichiamo l'adozione di soluzioni quanto più possibile semplici al fine di ridurre l'onerosità connessa agli adeguamenti richiesti.

In coerenza poi con le previsioni del DDL Concorrenza che ha rinviato la data di cessazione della tutela al mese di luglio 2019, riteniamo opportuno che tali offerte decorrano dalla conclusione della Tutela Simile (fissata al 30 giugno 2018) onde evitare sovrapposizioni tra i due strumenti, che genererebbero altrimenti confusione nei clienti finali nonché oneri eccessivi per gli operatori.

*Procedura
di ripristino
contratti di
fornitura*

Nell'ambito delle azioni finalizzate a rendere il mercato più concorrenziale e ad aumentare la fiducia dei clienti finali, esprimiamo un generale apprezzamento anche per gli interventi adottati con il Testo integrato in materia di conferma del contratto e procedura ripristinatoria (delibera 228/2017/R/com) finalizzati, nel caso di contestazioni relative all'attivazione di contratti di fornitura, a chiarire l'ambito di intervento dei rimedi offerti dalla regolazione e dagli altri strumenti di tutela previsti dall'ordinamento.



In particolare, riteniamo che lo strumento del ripristino rappresenti una modalità efficace con cui ristabilire, in caso di accertata irregolarità nelle modalità di conclusione del contratto, la situazione precedente allo switching oggetto di reclamo e che in tal senso ne vadano salvaguardate le caratteristiche di celerità, semplicità e certezza.

*Reclami e
controversie*

Per quanto riguarda invece la disciplina della gestione dei reclami dei clienti, riteniamo che si debba fare qualcosa in più in ottica di semplificazione delle risposte: obbligare gli operatori a risposte troppo articolate rischia di far ricevere al cliente un'ingente quantità di informazioni a discapito della chiarezza e dell'immediatezza della comunicazione. Tale necessità è ancora più impellente se si tiene presente che il cliente sempre di più ricorre a comunicazioni "smart" presentate attraverso canali digitali (e-mail, chat, sms, social network...): a tali comunicazioni ci si aspetta una risposta immediata e semplice nei contenuti, e di conseguenza sarebbe pertanto opportuno prevedere, per i reclami trasmessi attraverso i suddetti canali, un contenuto minimo della risposta più ristretto rispetto a quello previsto in generale per i reclami. In tal senso va tenuta a riferimento la positiva esperienza della regolazione sulla bolletta 2.0, con cui l'Autorità ha efficacemente perseguito la strada della semplificazione per consentire una migliore comprensione da parte del cliente.

Con riferimento invece all'introduzione di un terzo livello decisorio (sulla quale è in corso la seconda consultazione dei soggetti interessati), essendo stata di recente attuata la riforma del sistema di tutele con l'affidamento del secondo livello alla conciliazione e alle procedure ADR, continuiamo a ritenere che ulteriori previsioni sul terzo livello dovrebbero essere adottate dopo un congruo periodo di operatività del nuovo assetto e dopo adeguate analisi del funzionamento dello stesso.

*Smart
meter e
accesso ai
dati di
misura*

In merito ai servizi di misura, l'installazione massiva nel settore elettrico dei contatori di seconda generazione consentirà: (i) ai clienti finali di beneficiare di informazioni più granulari sui propri consumi, (ii) ai Trader di accedere alla possibilità di programmare fasce di prelievo personalizzate e proporre nuove offerte commerciali maggiormente aderenti all'energy footprint del cliente (ad es. offerte prepagate) e (iii) ai soggetti del mercato di sviluppare nuove proposte di servizi a valore aggiunto che puntino all'efficienza energetica e alla riduzione dei consumi. A tal fine sarà necessario un ampliamento del perimetro delle forniture a trattamento orario proprio per



consentire l'armonizzazione con l'attuale disciplina del settlement retail. Miglioramenti sono altresì attesi nella gestione dei processi commerciali, con particolare riferimento allo sviluppo dello switching inframese.

In merito al settore gas, riteniamo necessario che venga potenziato il piano di installazione dei nuovi smart meter ma soprattutto che sia possibile incrementare, fin da subito, frequenza e profondità di rilevazione dei dati di misura, così da disporre di un numero crescente e più granulare di misure effettive anche per i nuovi contatori di piccolo calibro già messi in funzione. Ciò garantirebbe un settlement più accurato delle partite gas ma soprattutto una fatturazione ai clienti finali più in linea con i loro reali consumi.

*Sistema
Informativo
Integrato*

Sempre con riferimento al settore gas, ad ottobre sarà avviata una prima fase di sperimentazione per la gestione sul SII dei dati di misura, finalizzata a raccogliere le evidenze funzionali alla completa centralizzazione sul SII degli stessi. Nel frattempo, è atteso un intervento finalizzato a centralizzare sul SII il processo di *switching*, in analogia a quanto avvenuto per la *commodity* elettrica. Si evidenzia altresì la necessità di prevedere l'ampliamento del contenuto del Registro Centrale Ufficiale, come già avvenuto nel settore elettrico, ad oggi ancora poco esaustivo.

Per quanto riguarda invece il settore elettrico, si è recentemente conclusa la consultazione relativa alla centralizzazione sul SII dei dati di misura, che ha previsto una prima fase sperimentale propedeutica all'effettiva centralizzazione degli stessi. È pertanto attesa la deliberazione finale. A centralizzazione effettuata, potrà essere avviata una fase finalizzata a razionalizzare i flussi di misura attuali, ottimizzarne il contenuto e centralizzarne, dove possibile, l'elaborazione a cura del SII.

Compliance

Riguardo all'attività di *enforcement*, confermiamo l'apprezzamento per l'implementazione di strumenti alternativi rispetto alle procedure sanzionatorie ordinarie e, in tal senso, ribadiamo l'opportunità di introdurre uno strumento, quale la moral suasion, che – nei casi di non manifesta violazione della regolazione - consentirebbe all'Autorità di far cessare condotte potenzialmente illegittime senza attivare l'ordinaria procedura istruttoria.

Sempre nell'ottica di riduzione dell'onerosità connessa ai procedimenti sanzionatori, condividiamo l'orientamento dell'Autorità volta a estendere, a partire dal 2018, l'applicazione

dell'autodenuncia (c.d. self-reporting), con conseguente possibilità di accesso alla procedura semplificata di cui all'art. 5 del Regolamento Sanzioni e Impegni.

Parallelamente, nonostante il rinvio al primo semestre 2018, si confermano, invece, le perplessità circa la predisposizione di una watch list degli operatori incorsi più volte in determinate violazioni in quanto, a nostro avviso, la stessa appare priva di reale utilità per il consumatore.

Reti di distribuzione

TOTEX Ad Aprile 2017, l'Autorità ha approvato il piano di installazione dei sistemi di *smart metering 2G* in bassa tensione di e-distribuzione, definendo un quadro regolatorio innovativo e particolarmente sfidante per gli operatori, basato su nuove logiche di incentivazione all'efficienza che hanno previsto un'analisi *ex ante* delle previsioni di spesa cui farà poi seguito un controllo *ex post* del piano realizzato.

Tale regolazione rappresenta un primo passo verso l'introduzione di un approccio TOTEX, già intrapreso in altri Paesi, che l'Autorità intende adottare, su più ampia scala, per il complesso degli investimenti che riguarderanno la rete a partire dal 2020. In merito, evidenziamo la necessità di avviare quanto prima una fase di confronto tra regolatore e operatori, anche attraverso la creazione di specifici gruppi di lavoro, al fine di approfondire le implicazioni di tale nuovo scenario anche alla luce delle specificità del settore italiano e delle sfide a cui i distributori saranno chiamati a rispondere nei prossimi anni.

A tal fine sarà fondamentale la definizione di una regolazione tale da consentire una corretta remunerazione degli investimenti. In particolare riteniamo che la nuova regolazione tariffaria dovrà i) evitare discontinuità dal punto di economico-finanziario per le imprese; ii) tener conto dell'incremento di rischiosità derivante dal nuovo assetto regolatorio; iii) prevedere adeguati strumenti di incentivazione – anche in logica *output-based* – per favorire lo sviluppo della rete, il miglioramento della qualità del servizio e una sempre più spinta “smartizzazione” della rete.

Qualità del servizio e resilienza

Un aspetto strettamente legato all'apporto tecnologico e innovativo delle imprese che operano nel settore dell'energia elettrica è quello della qualità del servizio.



Nei prossimi anni le imprese distributrici saranno chiamate ad un ulteriore importante sforzo in termini di miglioramento degli attuali livelli di qualità del servizio offerto ai propri clienti che, come noto, si posizionano già tra i migliori a livello europeo e internazionale.

In tale ambito, anche per far fronte alla sempre crescente incidenza degli eventi metereologici eccezionali - sia in termini di intensità che di durata - che hanno recentemente colpito alcune aree del Paese, avranno certamente un ruolo prioritario gli interventi per l'incremento della resilienza del sistema elettrico. Interventi che interesseranno non solo l'aspetto della robustezza della rete ma che includeranno, a tendere, anche azioni atte ad incrementare la rapidità con cui l'intero sistema elettrico ritorna alle condizioni di regime.

A sostegno di tali importanti interventi, Enel auspica che l'Autorità - a valle dei lavori condotti al tavolo tecnico resilienza con gli operatori di settore - preveda degli opportuni meccanismi incentivanti che tengano conto dei benefici per il sistema derivanti dagli interventi pianificati dai gestori di rete.

In tema di innovazione tecnologica, la progressiva riduzione dei costi di sistemi di produzione di piccola e media taglia favorirà nei prossimi anni il naturale un incremento dell'autoconsumo.

Tale sviluppo andrebbe regolamentato attraverso politiche in grado di identificare, in maniera trasparente e monitorabile, le iniziative efficienti e sostenibili da un punto di vista ambientale, evitando sussidi incrociati tra le diverse categorie di clienti. Più in particolare, in coerenza con gli obiettivi di decarbonizzazione comunitari, andrebbero sostenute le sole iniziative ambientalmente virtuose quali le installazioni alimentate a fonti rinnovabili e la cogenerazione ad alto rendimento. L'eventuale sostegno, idealmente da attribuire in forma esplicita, dovrebbe seguire l'evoluzione dei costi di installazione delle nuove tecnologie (in costante diminuzione) e andrebbe commisurato al beneficio apportato al sistema.

Infine, evidenziamo che l'apertura indiscriminata alla realizzazione di reti private comporterebbe una frammentazione della rete di distribuzione con conseguente impatto negativo sull'efficienza e la sicurezza del sistema elettrico. Si ricorda infatti come l'affidabilità del sistema elettrico nel suo complesso sia strettamente correlata anche alla corretta gestione delle singole reti private in quanto eventuali problematiche interne a queste ultime non impattano solamente sulla stesse porzioni di reti private ma hanno effetti anche sulla rete pubblica a cui sono collegate.



Efficienza energetica

Come già espresso in Premessa, un contributo fondamentale al raggiungimento degli obiettivi europei di efficienza energetica e allo sviluppo di un'economia decarbonizzata è rappresentato dalla diffusione del vettore elettrico, sia attraverso applicazioni in ambito domestico (ad esempio pompe di calore e cucine ad induzione) che attraverso la mobilità elettrica.

A tal fine una leva molto importante è rappresentata dalle tariffe per la fornitura di energia elettrica. In ambito domestico, la recente riforma tariffaria, che ha portato al superamento della progressività, ha rappresentato un passo importante verso l'eliminazione di barriere all'utilizzo di tali tecnologie.

Occorrono tuttavia ulteriori misure a livello normativo e regolatorio per consentire una completa diffusione del vettore elettrico.

Mobilità elettrica In particolare, sulla mobilità elettrica le attuali tariffe elettriche implicano costi differenti per le varie tipologie di ricarica, creando quindi una evidente disparità tra i consumatori.

Infatti ai fini della fornitura di energia elettrica ai punti di ricarica è prevista l'applicazione di (i) tariffe domestiche per i soggetti che ricaricano l'auto presso la propria abitazione (ii) tariffe per usi diversi dall'abitazione, sensibilmente più onerose rispetto a quelle domestiche oggetto della riforma tariffaria, per i soggetti che ricaricano l'auto presso garage o box separati e (iii) tariffe agevolate per la ricarica in luogo pubblico che, come già previsto, verranno però meno dal 2020, comportando, anche in questo caso, il ricorso a tariffe previste per la generalità delle utenze diverse dalle abitazioni.

È pertanto indispensabile che siano definite quanto prima tariffe elettriche incentivanti per la fornitura dei punti di ricarica indipendentemente dalla loro tipologia.

In particolare, per i punti di ricarica privati (diversi dall'abitazione principale) andrebbe definita una tariffa specifica potenzialmente allineata a quella domestica. Per i punti di ricarica pubblici, invece, andrebbe confermata la presenza di tariffe agevolate anche oltre il 2019.

Un altro fattore chiave per rendere competitiva l'auto elettrica è rappresentato dallo **sviluppo del** sistema Vehicle to Grid (V2G) che consente di immettere in rete l'energia accumulata in fase di



ricarica agendo come una vera e propria “centrale mobile” e di fornire quindi servizi innovati alla rete elettrica, a beneficio dei consumatori e dell’intero sistema elettrico.

Le attuali regole del settore elettrico non consentono ai sistemi di accumulo di piccola taglia di partecipare, se non su base sperimentale, al mercato dei servizi di dispacciamento. Peraltro il V2G non sarebbe di fatto conveniente in quanto il costo dell’energia elettrica acquistata, includendo anche gli oneri di trasporto e gli oneri di sistema, risulterebbe significativamente superiore al possibile prezzo di rivendita.

È dunque necessaria l’introduzione di specifiche misure che abilitino la partecipazione di tali tecnologie ai mercati elettrici e che riequilibrino gli oneri sostenuti per l’acquisto di acquisto rispetto ai prezzi di rivendita dell’energia.

In merito al meccanismo dei Certificati Bianchi, evidenziamo che la modifica recentemente introdotta dall’Autorità relativamente ai criteri di erogazione del contributo tariffario, che prevede l’introduzione dall’anno d’obbligo 2017 del principio di competenza in luogo di quello di cassa, espone il distributore a elevati rischi di perdite economiche. Tale circostanza è fortemente critica considerato l’aumento strutturale dei prezzi di scambio dei certificati bianchi che è ragionevole attendersi per i prossimi anni a seguito delle modifiche apportate dal Decreto del 11 gennaio 2017, quale l’eliminazione del coefficiente moltiplicativo dei risparmi tau.

*Certificati
bianchi*

Mercato all’ingrosso e fonti rinnovabili

Con riferimento al mercato elettrico all’ingrosso, si riafferma nuovamente l’importanza dell’introduzione di strumenti in grado di favorire la creazione di segnali di prezzo di lungo periodo. In tal senso, Enel auspica che il mercato della capacità sia avviato quanto prima; tale strumento è infatti fondamentale per remunerare la disponibilità degli impianti programmabili necessari per l’adeguatezza e la gestione in sicurezza del sistema elettrico. Con riferimento a quest’ultimo aspetto si ritiene fondamentale un adeguato coordinamento con la regolazione in materia di adeguatezza e sicurezza del sistema (es. impianti essenziali e contrattazione a medio lungo termine di risorse fondamentali per la gestione in sicurezza del sistema elettrico).

*Capacity
Market*



Affinché il meccanismo risponda alle aspettative, riteniamo fondamentale riportare l'attenzione su alcuni elementi caratterizzanti il Capacity Market che si auspica siano tenuti presenti dall'Autorità in vista dell'approvazione della disciplina finale da notificare alla CE:

- a) L'approccio di lungo termine: è necessario che i prodotti assegnati tramite asta abbiano durata pluriennale (almeno 3 anni), in modo da fornire segnali sufficientemente estesi nel tempo a sostegno di scelte consapevoli degli operatori;
- b) Rappresentatività degli scenari ed adeguatezza: è necessario che gli scenari di riferimento per la costruzione delle curve di domanda di capacità scontino le condizioni di maggiore criticità di sistema, sia con riferimento ai massimi di domanda, che alle limitazioni di offerta interna e di import;
- c) Efficienza dei mercati spot e partecipazione di tutte le fonti: è necessario definire un livello di prezzo di esercizio sufficientemente elevato al fine di non creare barriere regolatorie alla partecipazione delle fonti aventi i più alti costi marginali (i.e. demand response) e non creare cap inefficienti ai mercati spot che devono conservare un ruolo chiave nell'assicurare l'efficienza delle scelte di dispacciamento di breve periodo.

Un altro strumento fondamentale per l'attuazione della transizione energetica è quello della contrattazione a lungo termine in energia. Tale strumento può essere particolarmente adatto per fornire certezza agli investimenti in impianti alimentati a fonti rinnovabili, non più supportati – almeno per le tecnologie più mature – da meccanismi di incentivazione, ma fondamentali per raggiungere i sempre più sfidanti obiettivi europei di decarbonizzazione. Per ottenere i risultati sperati in termini di investimenti, l'orizzonte temporale di tali contratti dovrebbe essere almeno di 15 anni. Anche la Strategia Energetica Nazionale (SEN) in consultazione prevede la possibilità di ricorrere alla introduzione di contratti di lungo periodo. Si ritiene, pertanto, che il quadro strategico dell'Autorità dovrebbe prevedere la definizione di regole per favorire in tempi brevi questa tipologia di contrattazione. Enel è disponibile a supportare l'Autorità per la definizione e lo svolgimento di tali attività.

Per quanto riguarda l'apertura del MSD alle nuove fonti (i.e. domanda, impianti non programmabili, generazione distribuita) Enel si è fatta promotrice della riforma implementata dall'Autorità e basata su una sperimentazione di nuove soluzioni di dispacciamento tramite

*Contrattazione
di lungo
termine*

*Apertura MSD
a nuove
risorse*



progetti pilota. Siamo confidenti che l'approccio seguito sia il più efficace per raccogliere elementi utili al fine di aggiornare il Testo Integrato del Dispacciamento, anche nell'ottica del nuovo Regolamento Europeo Balancing Code.

Nell'ottica di una innovazione del mercato dei servizi di dispacciamento, auspichiamo che l'Autorità, anche tenendo conto dei risultati dei progetti pilota, valuti l'introduzione di opportuni strumenti di remunerazione per i servizi obbligatori oggi non remunerati (ad es. il black-start, il rifiuto di carico, la regolazione di tensione).

Ruolo del DSO

La diffusione delle nuove tecnologie abilitanti la smart grid rende poi necessaria una profonda riflessione sul ruolo del DSO nell'organizzazione dei servizi di dispacciamento sulle proprie reti. In merito riteniamo che solo un approccio basato su un ruolo più attivo del distributore possa garantire lo sfruttamento di tutte le potenzialità delle risorse distribuite, massimizzandone i benefici e garantendo al contempo gli indispensabili livelli di sicurezza e qualità del servizio. La validità di tale approccio è confermata dalle risultanze dei progetti sperimentali già realizzati da e-distribuzione.

Al fine di limitare il rischio di problematiche sulle reti di distribuzione, è essenziale che il DSO sia coinvolto nella fase di abilitazione delle nuove risorse per effettuare le opportune verifiche. Inoltre, dovrebbe essere reso possibile al DSO di verificare la coerenza degli ordini di dispacciamento con i vincoli di rete locali.

Regolazione degli sbilanciamenti

Con riferimento al percorso di riforma del dispacciamento in fieri, l'insieme di interventi adottati nel periodo risulta condivisibile in quanto orientato all'efficienza dei costi ed all'identificazione di soluzioni innovative per una migliore gestione del sistema elettrico.

La disciplina relativa agli sbilanciamenti pregressi (2012-2014) varata con Delibera 333/2016 in attuazione della sentenza n. 1532/2015 del Consiglio di Stato è stata equilibrata nel contemperare i principi di rispetto del giudicato e tutela del legittimo affidamento degli operatori nella disciplina pro-tempore vigente.

Per quanto concerne invece la riforma dei prezzi di sbilanciamento introdotta con la Delibera 444/16, si è trattato di un intervento necessario per mettere in sicurezza i costi del dispacciamento scoraggiando quelle strategie di programmazione degli operatori tese a lucrare la differenza tra



prezzi dell'energia e prezzi di sbilanciamento, in forza di una polarizzazione e prevedibilità del segno zonale.

La successiva Delibera 800/2016, poi perfezionata di recente con Delibera 419/17 ha ulteriormente razionalizzato il sistema segnando il ritorno ad un meccanismo di single price che riflette meglio il valore in tempo reale dell'energia e che è stato emendato da quegli elementi di vulnerabilità che avevano esposto il sistema negli anni precedenti ai succitati fenomeni di arbitraggio.

E' fondamentale tuttavia, che l'introduzione e l'attuazione progressiva di tale riforma sia accompagnata dai giusti controlli sul corretto funzionamento del nuovo algoritmo di determinazione del segno di sbilanciamento macrozonale in modo da prevenire ed identificare con tempestività eventuali anomalie che dovessero manifestarsi.

La riforma deve essere infine completata estendendo la regola del single-price anche alle unità abilitate al MSD: tali unità oggi sono oggetto di una regolazione asimmetrica particolarmente sfavorevole che vede l'applicazione dei prezzi duali marginali. Auspichiamo che l'Autorità affronti tale distorsione garantendo regole di partecipazione paritaria ai mercati da parte di tutte le risorse.

*Integrazione
europea*

L'integrazione europea dei mercati costituisce una realtà piuttosto strutturata per quanto attiene ai mercati dell'energia, mentre per i mercati dei servizi si stanno lentamente muovendo i primi passi.

In attesa dell'adozione ed entrata in vigore del Balancing NC, auspichiamo una partecipazione attiva dell'Italia nei gruppi europei che guidano l'introduzione di progetti pilota di cooperazione per lo scambio dei servizi, tra cui TERRE. In proposito, chiediamo che vi sia una consultazione nazionale degli operatori con particolare attenzione alle tematiche di raccordo tra i criteri di funzionamento di TERRE e le regole del MSD nazionale.

Oltre alla partecipazione al progetto TERRE, si ribadisce in questa fase l'importanza strategica di una partecipazione del nostro Paese anche ai due progetti pilota per lo scambio di frequency restoration reserve (automatic and manual) attualmente circoscritti ad alcuni paesi dell'Europa Continentale. In tale segmento, infatti, l'Italia potrebbe valorizzare le proprie risorse di bilanciamento rapido (secondaria e riserva pronta) in altri Paesi europei mettendo a valore un parco estremamente flessibile e ben posizionato da un punto di vista geografico. Auspichiamo che l'Autorità e Terna promuovano tale istanza nelle sedi europee.



Gas

Come espresso dalla stessa Autorità nel Piano strategico 2015-2018, lo scenario estremamente dinamico del settore impone una “seria riconsiderazione” delle modalità di remunerazione dell’infrastrutture (trasporto, rigassificazione e stoccaggio) e le condizioni di accesso ai relativi servizi, soprattutto in un’ottica di mercato. Mentre per quanto riguarda la rigassificazione e lo stoccaggio sono già stati introdotti alcuni criteri che rispondono alle evoluzioni del mercato, sul trasporto la strada, per giungere ad un “nuovo paradigma tariffario”, resta tutta da percorrere.

Tariffe di trasporto

In merito al trasporto gas guardando al futuro e considerando la prossima scadenza di molti contratti LT (fine del 2019) è certamente necessario un profondo ripensamento dell’attuale metodologia tariffaria anche alla luce dell’entrata in vigore del Regolamento Europeo 460/2017. D’altra parte si sta prospettando, nell’ambito del quadro strategico e nella consultazione sulle tariffe di trasporto per il quinto periodo di regolazione (DCO 413/2017/R/Gas) di prorogare i criteri del periodo tariffario in corso (2014-2017) anche per il 2018 e 2019. A nostro avviso è urgente una modifica tariffaria fin da subito in merito alle modalità di allocazione dei costi riconosciuti al TSO ed, in caso di proroga, sono necessari correttivi sostanziali e rilevanti. Auspichiamo che le regole che saranno adottate già a decorrere dal 2018 possano ridurre i differenziali territoriali dei costi di trasporto tra aree del Paese; riteniamo che anche il Regolamento europeo sia pienamente compatibile con un’evoluzione delle tariffe in tal senso.

Al contempo resta ancora aperto il tema delle tariffe di trasporto 2010-2013, rispetto al quale si sono susseguite diverse pronunce dei giudici amministrativi, e risulta ancora pendente il nostro ricorso relativo al periodo 2014-2017. In merito auspichiamo un intervento dell’Autorità che sia davvero risolutivo come è legittimo attendersi tanto in chiave di certezza delle regole quanto in generale del diritto.

Riconsegna Termoelettrici

Auspichiamo che la revisione delle modalità di gestione della capacità di trasporto per gli impianti termoelettrici, di cui al Piano Strategico 2015-2018, sia completata in tempi rapidi, mentre l’estensione del progetto pilota ad altre tipologie di utenti riteniamo debba essere valutata attentamente, al fine di evitare sussidi incrociati tra le diverse tipologie di utenze. Nello specifico della riforma Enel condivide comunque la volontà di proseguire nella flessibilizzazione, a



vantaggio degli impieghi termoelettrici alimentati a gas che a fronte della non programmabilità di alcune fonti rinnovabili garantiscono la sicurezza del sistema elettrico.

*Mercato del
bilanciamento
e settlement*

Per quanto riguarda il regime di bilanciamento, Enel condivide nei suoi termini generali il “percorso di attuazione” del Regolamento europeo seguito dall’Autorità. Peraltro a nostro avviso sono stati temperati gli obiettivi di responsabilizzazione degli utenti ad auto-bilanciarsi previsti dalla disciplina europea con disposizioni che hanno ridotto i rischi degli utenti in una situazione del mercato caratterizzata da limitata disponibilità di risorse attivabili velocemente e informazioni imperfette.

Al tema del bilanciamento, inoltre, è strettamente connesso il settlement, la cui revisione è urgente e peraltro funzionale ad ulteriori incrementi di efficienza per l’intero sistema. Abbiamo accolto con favore le proposte sinora consultate soprattutto in ottica di semplificazione e maggior prevedibilità delle allocazioni; riteniamo di particolare rilevanza il completamento di tale processo anche in relazione all’aggiustamento delle partite pregresse. Auspichiamo che sia parallelamente finalizzata la proposta di una nuova disciplina per le perdite di rete, sollevando i venditori da tale onere di sistema. Fondamentale sarà poi la previsione di misure volte a migliorare il servizio di misura, come precedentemente descritto, ancora oggi eccessivamente basato sull’utilizzo di dati stimati.