

Position paper – aprile 2021

Transizione ecologica e sistema elettrico

Sommario

<i>Executive Summary</i>	2
Premessa.....	4
Quali obiettivi per il settore elettrico al 2030 e 2050?	4
Ruolo di FER, <i>storage</i> , domanda	5
Adeguatezza del sistema	6
Sicurezza del sistema.....	11
Proprietà e gestione delle reti di trasporto dell'energia.....	15
Resilienza infrastrutture di rete	15
Sviluppo infrastrutture nel sistema elettrico e fallimenti di mercato	15
Costi sostenuti per il perseguimento degli obiettivi	16
Rischio di lungo termine: la fuga dalla rete	16
Sconfinamento delle società concessionarie e controllate dallo Stato nel mercato libero.....	17
Appendice.....	18

Executive Summary

Un sistema elettrico *carbon neutral* richiede una **piena integrazione di risorse come fonti rinnovabili e accumuli**, e la loro piena abilitazione, assieme alla domanda, al mercato dei servizi. Solo in questo modo sarà possibile garantire non solo la generazione di energia da fonti pulite e sostenibili, ma anche la **sicurezza del sistema elettrico** in assenza di un contributo sostanziale delle fonti tradizionalmente deputate a ciò, vale a dire quelle fossili.

Il compito di legislatore e regolatore è allora quello di individuare gli strumenti capaci di favorire una simile evoluzione sistemica, partendo dalla **rimozione di tutti gli ostacoli** che al momento impediscono la realizzazione di un simile scenario.

A nostro giudizio la considerazione da cui partire è che da un punto di vista strettamente tecnico e tecnologico, ma come sosterremo nel documento anche economico, i tempi sono maturi per una rivoluzione che avrebbe impatti positivi sotto ogni aspetto, dalla vita sociale all'economia.

Gli ingredienti di questo processo sono noti, li sintetizziamo di seguito.

La **digitalizzazione delle reti**, soprattutto locali, dovrà consentire il dialogo e quindi l'interazione di tutte le risorse connesse, incluse quelle sottese a utenze residenziali. Ciò è indispensabile considerata l'attesa diffusione di impianti di generazione distribuita sulle reti di distribuzione, che richiederà da un lato un'evoluzione del ruolo dei gestori di rete, dall'altro un ripensamento sulla loro appartenenza a gruppi verticalmente integrati, stanti gli inevitabili conflitti di interessi che emergerebbero (*unbundling* proprietario). A ciò si dovrà accompagnare la **revisione, e la razionalizzazione, delle configurazioni impiantistiche** di cui sia consentita la realizzazione, favorendo lo sviluppo dell'**autoconsumo**, e l'introduzione di forme di **autobilanciamento** delle unità di produzione e consumo, in modo da favorire la sicurezza del sistema, a costi inferiori.

La **definizione di prodotti e servizi** in grado di valorizzare adeguatamente il contributo fornito da ogni singola risorsa al raggiungimento di obiettivi prestabiliti è indispensabile per favorire la partecipazione di queste nuove risorse (rinnovabili, accumuli, domanda) alla gestione efficiente e sicura del sistema, riducendo la necessità di ricorso a incentivi. Occorre da questo punto di vista **superare i limiti di meccanismi come il Capacity Market o l'MSD**, deputati a garantire l'adeguatezza e la sicurezza del sistema, adatti a un contesto dominato da impianti tradizionali e che, nel caso dell'MSD, sono esposti in alcune aree del Paese all'esercizio di potere di mercato per la scarsità di risorse abilitate all'erogazione dei servizi richiesti dal gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

Tutto quanto descritto non può prescindere da **un'analisi approfondita dello stato del sistema**, dei livelli di adeguatezza e sicurezza attuali e relativi a scenari compatibili con i target di decarbonizzazione previsti. Una simile attività dovrà essere **condotta da un soggetto realmente super partes**, indipendente da ogni soggetto attivo lungo la filiera, inclusi i gestori di rete come Terna e i distributori.

Un'attenzione particolare merita inoltre **l'analisi dei costi che dovranno essere sostenuti per il raggiungimento degli obiettivi prefissati**, rendendo quantomai opportuna l'individuazione degli strumenti in grado di mitigare questo impatto.

Infine, altra chiave di successo della strategia in corso di definizione dovrà essere la **garanzia di un sistema pienamente competitivo**. Non si tratta semplicemente di prevedere meccanismi di concorrenza nel mercato o per il mercato, ma soprattutto di **assicurare un confronto tra pari**, senza che alcun contendente possa sfruttare indebiti vantaggi. **A tal proposito siamo preoccupati di come soggetti concessionari di attività soggette a monopolio naturale, come i distributori e i gestori delle reti di trasporto Terna e Snam siano sempre più attivi, eventualmente con società collegate, in settori di libero mercato, potendo così sfruttare gli incolmabili vantaggi, anche solo in termini di informazioni, rispetto alla concorrenza.**

Premessa

Il successo del processo di transizione ecologica nel settore energetico, ed elettrico in particolare, passa a nostro giudizio attraverso la piena integrazione delle fonti rinnovabili (FER¹) e degli accumuli² nel sistema elettrico, oltre che per l'abilitazione delle stesse fonti, assieme alla domanda (consumatori), al mercato dei servizi, la cui riforma va debitamente promossa, nel contesto della più generale e necessaria evoluzione del mercato elettrico.

È indispensabile, pertanto, garantire un pieno sostegno a queste risorse, che non può ridursi alla definizione di misure economiche (i.e. solitamente incentivi), ma che deve includere e forse partire dalla rimozione di ogni ostacolo che impedisce il pieno dispiego delle loro potenzialità. In tal modo si ridurrebbe la necessità di incentivi dedicati, con conseguenti significativi risparmi per la collettività.

Questo documento si prefigge l'obiettivo di individuare i principali limiti al dispiegamento delle potenzialità di FER, accumuli e domanda, tratteggiando i contorni di possibili soluzioni su cui ci rendiamo fin d'ora disponibili a un più ampio confronto.

Quali obiettivi per il settore elettrico al 2030 e 2050?

Se l'obiettivo di lungo termine è consentire il raggiungimento di una società *carbon neutral*, il compito del settore elettrico sarà evidentemente di assicurare una generazione elettrica interamente da FER, mantenendo inalterati i livelli di adeguatezza e sicurezza del sistema.

L'analisi necessaria alla piena comprensione del funzionamento del sistema elettrico e all'individuazione delle azioni necessarie al raggiungimento degli obiettivi di lungo termine, richiede a nostro giudizio l'ingaggio di un soggetto terzo rispetto agli attori attivi lungo la filiera energetica, compresi i concessionari come Terna, Snam, e-distribuzione, che possa, in modo indipendente e avendo pieno accesso a ogni informazione necessaria, fornire adeguato supporto a legislatore e regolatore.

Una vera svolta deve arrivare dall'utilizzo delle tecnologie digitali. Oggi i fabbisogni di capacità di potenza e di infrastrutture sono basati sui picchi di consumo e utilizzo delle infrastrutture. Le tecnologie digitali consentono invece lo sviluppo di reti intelligenti dove si possono individuare i margini di flessibilità di domanda e produzione, e si possono introdurre strumenti di incentivazione all'uso di tale flessibilità, riducendo in tal modo il fabbisogno infrastrutturale e di capacità rispetto ai picchi effettivi. Diversamente ci si troverà nel 2030 nella situazione assurda di aver speso soldi pubblici per una infrastruttura di impianti a gas con potenza totale maggiore rispetto a quella attuale nonostante la grande maggioranza dei consumi sia coperta da fonti rinnovabili, con costi per la collettività che rischiano di essere insostenibili.

La svolta tecnologica nasce dalla capacità delle reti di poter dialogare in tempo reale con consumatori e produttori (anche in forma aggregata) e di orientare la loro flessibilità secondo segnali di mercato. Sviluppare questi strumenti contribuirebbe a creare un'industria italiana dell'innovazione digitale nel settore delle reti intelligenti. Se si consentisse l'uso degli strumenti di

¹ Ove non diversamente indicato ci riferiamo alle rinnovabili non programmabili, vd oltre.

² Ove non diversamente indicato ci riferiamo agli accumuli elettrochimici, inclusa la mobilità elettrica (vehicle2grid, V2G).

flessibilità si potrebbe sviluppare una filiera avanzata di servizi per il bilanciamento di produzione e consumi con remunerazione di mercato attraverso meccanismi come:

- 1) l'auto-bilanciamento fra produzione e consumo di energia da parte dei trader;
- 2) i prezzi dinamici;
- 3) le tariffe di distribuzione differenziate per fascia oraria di utilizzo;
- 4) risparmi sulle tariffe di rete per chi accetta impegni collettivi di consumo massimo simultaneo aggregato, oppure impegni a garantire certe percentuali di autoconsumo collettivo sulla stessa rete, o ancora adesione a protocolli di consumo aggregato differenziati a seconda delle stagioni.

Per fare questo occorre però modificare completamente l'attuale paradigma di gestione delle reti, che prevede solo meccanismi di gestione centralizzata e dove manca completamente l'interazione fra i consumatori e l'infrastruttura. Gli strumenti sopra elencati sono tutti previsti nelle direttive e regolamenti europei, ma nessuno di questi può essere attualmente utilizzato in Italia.

Ruolo di FER, storage, domanda

Qualunque scenario evolutivo del settore elettrico al 2030 prefigura una tumultuosa crescita della capacità di generazione da FER, in particolare della fonte solare fotovoltaica, che dovrà essere ripartita tra impianti di grande taglia (solitamente a terra), di media taglia (tipicamente tetti industriali) e di piccola taglia (impianti residenziali), tutti facenti parte di un modello di effettiva generazione distribuita. Per la prima categoria riteniamo indispensabile risolvere l'annosa questione dello sviluppo su aree agricole, per la seconda e la terza è necessario dare impulso a tutte le misure in grado di promuovere lo sviluppo di configurazioni di autoconsumo, incluse quelle di tipo condiviso e virtuale.

La presenza massiccia di simili risorse³ energetiche metterebbe a rischio, secondo molti, la tenuta del sistema. Come si vedrà più avanti FER e accumuli sono in realtà già oggi in grado di erogare servizi dedicati alla sicurezza del sistema, sia pur non pienamente nel rispetto dei requisiti tecnici oggi previsti per l'abilitazione al mercato deputato al reperimento di questa tipologia di risorse⁴. È quindi importante analizzare compiutamente quali servizi e con quali modalità FER, accumuli e domanda siano in grado di erogare, per consentire, sul medio-lungo termine, il rimpiazzo delle risorse tradizionalmente deputate a questo scopo, vale a dire le grandi centrali termoelettriche.

La diffusione della generazione distribuita richiederà inoltre un ruolo sempre più attivo dei distributori, anche in termini di bilanciamento locale delle reti. Ciò implica che, per garantire la piena neutralità nell'individuazione dei più adeguati servizi locali di bilanciamento e nella selezione delle risorse deputate alla loro erogazione, l'appartenenza dei distributori a gruppi verticalmente integrati debba essere riconsiderata.

Proposte:

- 1) Completare il recepimento della direttiva rinnovabili (REDII), che include i gruppi di autoconsumatori rinnovabili e le comunità energetiche.

³ Definite non programmabili, per cui cioè non è possibile, perlomeno in assenza di sistemi di accumulo a loro asserviti, regolare il livello di immissione di energia in rete.

⁴ Si tratta del mercato dei servizi di dispacciamento (MSD).

- 2) Introdurre forme di aste ibride sia per l'assegnazione di incentivi che di selezione di servizi, specificamente progettate per incentivare la realizzazione di impianti FER abbinati a sistemi di accumulo.
- 3) Consentire la realizzazione di sistemi di distribuzione chiusi.
- 4) Procedere all'introduzione di forme di separazione proprietaria (*unbundling* proprietario) per le società di distribuzione.
- 5) Procedere al superamento del PUN (prezzo unico nazionale) quale riferimento di prezzo applicato all'utenza finale.

Adeguatezza del sistema⁵

La valutazione dell'adeguatezza del sistema ha un'importanza determinante per la quantificazione degli investimenti necessari in termini di capacità di generazione. Questa attività andrebbe affidata a un soggetto terzo rispetto anche al TSO⁶. Considerato che solo quest'ultimo dispone di un adeguato set informativo, è indispensabile la sua piena *disclosure*, perlomeno nei confronti del soggetto incaricato dell'attività.

Vale la pena ricordare che, in base a quanto definito nel regolamento UE 2019/943 sul Mercato Interno dell'Energia, con la delibera 507/2020/R/EEL, l'Autorità ha richiesto a Terna di elaborare uno studio per lo standard di adeguatezza e di trasmetterlo all'Autorità entro il 3 maggio 2021, **previa consultazione pubblica**.

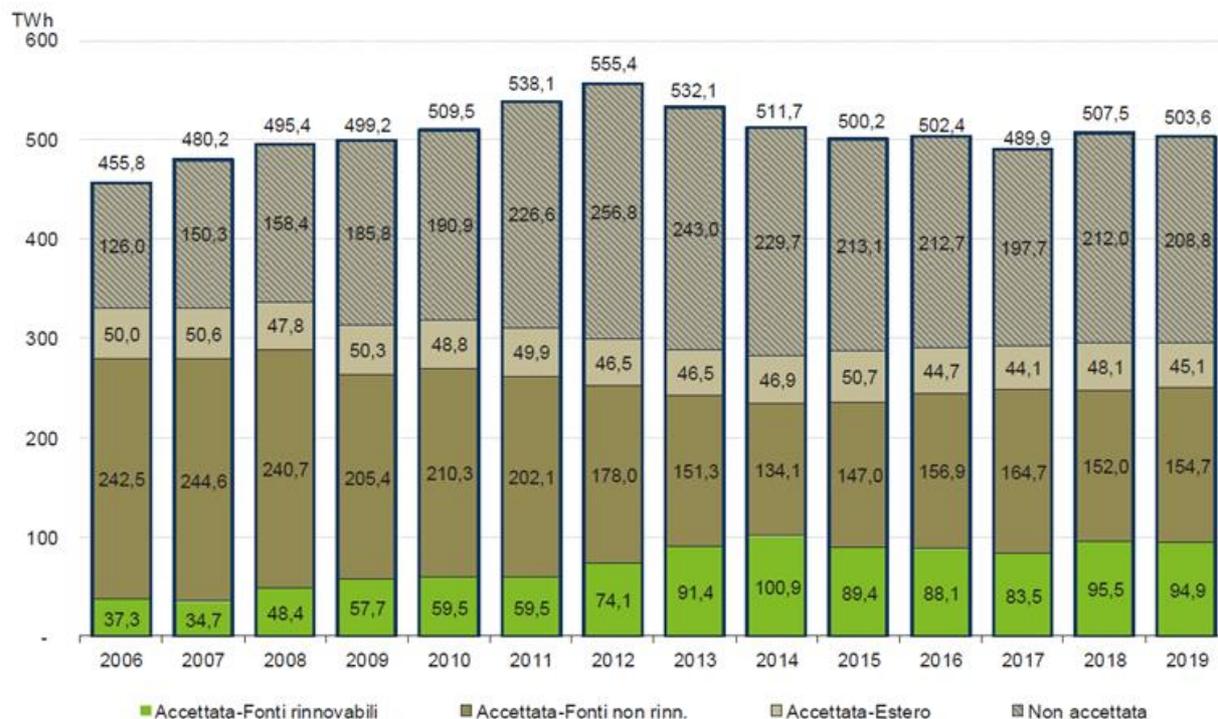
Parlando di adeguatezza del sistema è utile prendere visione dell'andamento del mercato energia, cioè Mercato del Giorno Prima (MGP) e Mercato Infragiornaliero (MI): eventuali segnali di inadeguatezza potrebbero avvertirsi già da lì. Se leggiamo la relazione annuale 2019 pubblicata dal GME, nella quale, descrivendo l'andamento del MGP, si mostra la distribuzione dell'energia offerta negli ultimi anni (v. immagine sotto), dai numeri relativi all'**Energia non accettata**⁷, nel 2019 superiore a 209 TWh, si può ragionevolmente supporre di essere lontani da rischi di inadeguatezza del sistema. Peraltro, è interessante notare che anche immaginando di rimuovere la produzione da impianti a carbone il rischio di rendere inadeguato il sistema si direbbe piuttosto remoto.

⁵ Un sistema elettrico si può ritenere adeguato se è dotato di risorse sufficienti in termini di generazione, stoccaggio, controllo della domanda e capacità di trasporto per soddisfare la domanda attesa di energia elettrica con un corretto margine di riserva.

⁶ Transmission system operator, gestore RTN (Terna).

⁷ Perché eccedente la domanda.

Fig. 2.2.2 - Offerta sul MGP



Fonte: Relazione GME 2019.

In linea con questa considerazione, procedendo all'analisi dei dati pubblici sul Mercato Infragiornaliero (MI), sempre nell'anno 2019 risultano assegnati 26,4 TWh su 148,3 TWh offerti.

Da parte sua l'ENTSO-E, il Network europeo dei gestori di sistemi di trasmissione di energia elettrica procede ai propri studi sull'adeguatezza del sistema europeo attraverso 2 tipi di previsione, una stagionale e una sul medio termine (*Mid-Term Adequacy Forecast – MAF*, effettuata con metodo probabilistico) e con l'elaborazione di scenari sul lungo termine (*Ten-Year Network Development Plans – TYNDP*).

Nell'ultima previsione stagionale, quella legata all'inverno 2020-2021 (*Winter Outlook 2020-2021*), non vengono rilevati rischi di adeguatezza, grazie anche all'interconnessione e al coordinamento con i paesi limitrofi.

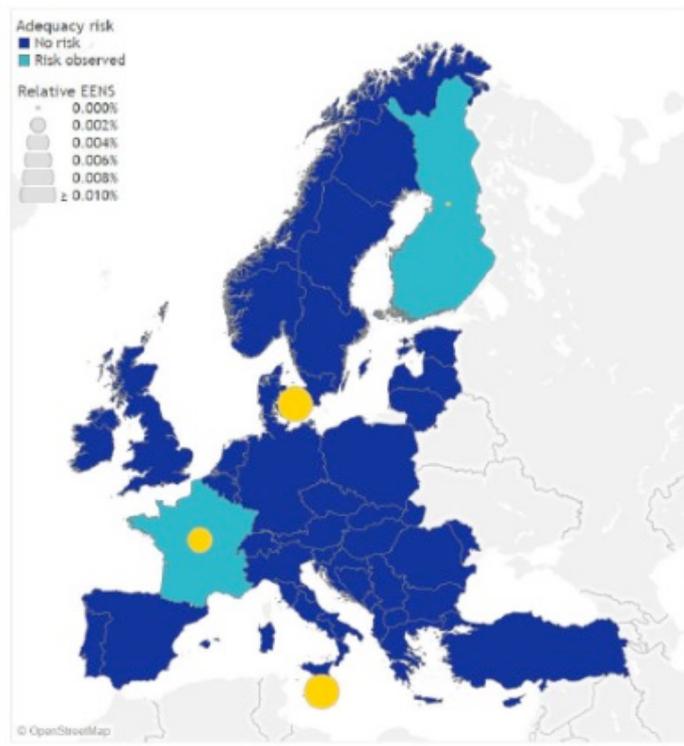


Figure 17 Adequacy risk overview

Fonte: Winter Outlook 2020-2021, ENTSO-E.

Nella previsione di medio termine sui singoli paesi, riportata nella tabella sotto, dal calcolo del cosiddetto LOLE, *Loss Of Load Expectations*, che dà conto del numero di ore attese di durata dell'energia non fornita⁸, l'Italia appare a rischio di adeguatezza, essendo il numero calcolato superiore alle 3 ore limite stabilite (soglia di riferimento); è evidente però che il dato aggregato (IT00) è fortemente influenzato dal risultato della singola regione Sardegna (ITSA) e che eventuali iniziative per garantire l'adeguatezza del sistema dovrebbero concentrarsi su questa regione, considerando il sistema del resto del territorio a bassissimo rischio. La Sardegna, rispetto alle altre regioni, ha infatti delle peculiarità, legate all'interconnessione debole e scarsa con il continente, alla presenza di un parco termoelettrico obsoleto e fortemente dipendente dal carbone, da una quota di Rinnovabili importante e in crescita.

⁸ In cui cioè il sistema non è in grado di far fronte alla totalità delle richieste dei consumatori. Questa grandezza è solitamente considerata un indicatore affidabile del livello di adeguatezza di un sistema elettrico.

Market Zone	TY 2025				TY 2030			
	LOLE			P95 LLD	LOLE			P95 LLD
	Average [h/year]	Min [h/year]	Max [h/year]	Average [h/year]	Average [h/year]	Min [h/year]	Max [h/year]	Average [h/year]
HU00	-	-	-	-	0.02	-	0.10	-
I-SEM ⁶	3.12	1.91	5.43	8.37	0.96	0.55	1.54	3.00
IE00 ⁸	3.20	1.87	4.76	10.11	0.87	0.52	1.32	3.81
IT00 ⁹	50.56 ⁹	22.32	111.11	86.71	0.58	-	2.51	1.16
ITCA	-	-	-	-	-	-	-	-
ITCN	0.06	-	0.19	-	0.02	-	0.10	-
ITCS	-	-	-	-	-	-	-	-
ITN1	0.00	-	0.02	-	0.02	-	0.10	-
ITS1	-	-	-	-	-	-	-	-
ITSA	57.63	45.38	71.60	140.25	0.54	-	2.51	1.16
ITSI	0.00	-	0.01	-	-	-	-	-

⁹ IT does not comply with its binding national reliability standard (3h/year) in TY 2025, which was mainly due to the high LOLE of Sardinia. A table containing the national reliability standards applied by EU Member States as of the end of 2019 can be found in Appendix 2.

Fonte: Mid-Term Adequacy Forecast – Appendix 1, ENTSO-E.

LOLE TY 2030

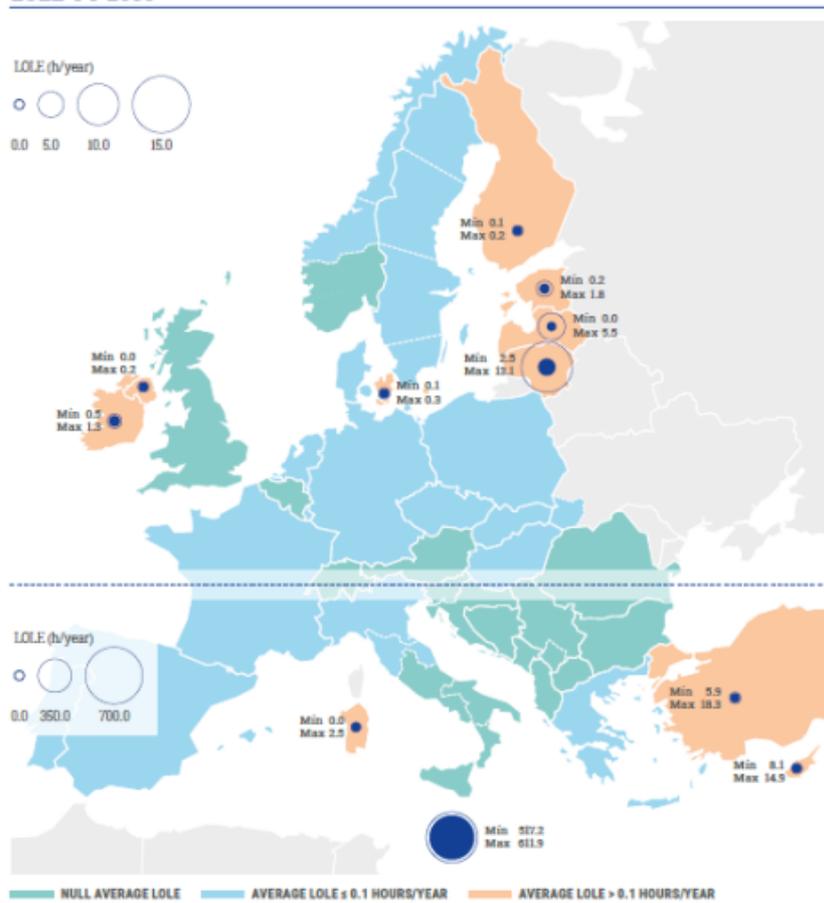


Figure 4: LOLE values for TY 2030. Min/Max circles for bidding zones with an average LOLE over the 5 tools equal to or smaller than 0.1 hours/year are not represented. (Even though the same input data is used for all modelling tools, differences in LOLE results can occur due to different geographical or temporal distributions of unserved energy in the case of multiple optimisation solutions, as well as the different approaches to optimising hydro plants.)

Fonte: Mid-Term Adequacy Forecast Executive Summary, ENTSO-E.

Per quanto riguarda le modalità di reperimento delle risorse necessarie all'adeguatezza del sistema il nostro Paese ha deciso di ricorrere al meccanismo del *Capacity Market*. L'attuale meccanismo è a nostro avviso ben lungi dal potersi considerare neutrale, in quanto prevede l'assegnazione di un prodotto calibrato sulle caratteristiche delle unità di generazione programmabili (termiche in primis).

La partecipazione delle FER è scoraggiata dall'applicazione di coefficienti di riduzione (tassi di *derating*) punitivi, che limitano fino al 90% la capacità che può essere offerta in fase di gara. In aggiunta, l'obbligo di offerta sui mercati per ogni ora dell'anno rende oltre modo rischiosa la partecipazione, pur mitigata dalla possibilità di inserire gli impianti in portafogli più ampi che consentono di beneficiare di una complementarità temporale delle immissioni.

Per la domanda basti ricordare come, in caso di successo nella procedura di selezione, l'unico beneficio riconosciuto consista nell'esenzione dall'applicazione dei corrispettivi a copertura dei costi generati dal meccanismo, pur elevati. In ogni caso nelle procedure a termine per il *Capacity Market* finora svolte la domanda non ha partecipato.

Una considerazione simile vale per lo *storage*: solo alla sessione per l'anno 2023 hanno partecipato, con successo, appena 96 MW di accumuli di nuova realizzazione. In occasione dell'asta per l'assegnazione del servizio di *fast reserve*⁹, svoltasi circa un anno dopo, hanno partecipato 1.327 MW. Pur trattandosi di servizi diversi¹⁰, val la pena evidenziare come il costo medio assegnato in questa gara è stato circa di 25.000 €/MW/anno per cinque anni, mentre nel *Capacity Market* gli impianti di nuova costruzione si sono visti riconoscere 75.000 €/MW/anno per quindici anni, mentre quelli esistenti 33.000 €/MW/anno. A nostro giudizio tutto ciò significa che lo *storage* elettrochimico è pronto a irrompere sulla scena, ma l'attuale *Capacity Market* non è in grado, per come oggi definito, di valorizzarne adeguatamente le potenzialità, fornendo i giusti segnali economici di lungo termine.

Dalle posizioni espresse tanto dal TSO quanto dalla stessa Autorità¹¹ emerge come la garanzia di adeguatezza del sistema sia indissolubilmente legata alla permanenza in esercizio di un cospicuo parco termoelettrico, indipendentemente dal livello di diffusione delle FER. Ciò significa, a tendere, che anche in uno scenario in cui l'energia immessa in rete sarà sostanzialmente originata da FER, dovrà in ogni caso essere disponibile una capacità di generazione da gas per decine di migliaia di MW (oltre 40 GW¹²). Al 2050 questa capacità sarà evidentemente costituita da impianti di nuova realizzazione. Considerato che nelle 2 aste del meccanismo svolte per gli anni 2022 e 2023 la capacità nuova si è aggiudicata una remunerazione fissa pari a 75.000 €/MW/anno per 15 anni, ciò implica che un tipico impianto a ciclo combinato a gas da 800 MW verrebbe a costare al sistema circa $800 \times 75.000 \text{ €/anno} = 60.000.000 \text{ €/anno}$. Per disporre di 40.000 MW si renderebbe necessario disporre di 3 mld €/anno, senza che 1 solo MWh venga prodotto¹³. Al 2050, considerando i noti

⁹ Servizio anche detto di "riserva ultra rapida", che consiste nell'attivazione automatica di risorse per bilanciare scostamenti della frequenza di rete dal valore di equilibrio.

¹⁰ Il *capacity market* punta all'approvvigionamento di risorse per garantire l'adeguatezza del sistema, il *fast reserve* la sicurezza, con obblighi e modalità di funzionamento sostanzialmente differenti. In ogni caso, limitando il ragionamento a risorse di nuova realizzazione, la remunerazione garantita da questi provvedimenti costituisce l'elemento su cui poggia il *business plan* degli operatori e quindi, in prima approssimazione, il supporto di cui necessitano queste risorse per garantire il ritorno economico dell'investimento.

¹¹ Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, di seguito anche Arera.

¹² Ipotesi peraltro riduttiva rispetto al PNIEC che indica 50 GW da gas al 2030.

¹³ Gli impianti selezionati sul *Capacity Market*, a fronte della remunerazione fissa, hanno l'obbligo di presentare offerte sui mercati dell'energia (MGS, MI) e dei servizi (MSD), beneficiando della remunerazione (variabile) in caso di selezione.

obiettivi di decarbonizzazione, questi impianti difficilmente potrebbero funzionare per più di qualche centinaio di ore l'anno¹⁴.

Inoltre, nell'attuale meccanismo del *Capacity Market* non c'è nessun obbligo futuro di includere energia verde, sia essa fornita da accumuli o direttamente da FER, e pertanto la domanda che ci dobbiamo porre è se sia sostenibile una transizione verso le rinnovabili del mercato *energy* senza che gli strumenti di adeguatezza della rete facciano altrettanto. È ovvio che le due cose debbano andare di pari passo altrimenti al 2030 ci troveremo con due sistemi che viaggiano in direzioni opposte, con altissimi costi per la collettività e senza neppure aver creato le relative filiere industriali.

Proposta: il meccanismo del *Capacity Market* va profondamente rivisto, garantendo una piena apertura a FER, accumuli e domanda. Occorre in particolare la definizione di prodotti più conformi alle caratteristiche di queste risorse, in modo da favorirne la partecipazione, a esempio basati sulla stagionalità. Le FER, con il crescente abbinamento ai sistemi di accumulo, vedranno aumentare le proprie capacità di programmabilità della produzione. Alla domanda andrà garantita la medesima remunerazione delle altre risorse. Si potrebbe pensare a prodotti dedicati alla combinazione di FER e storage, oppure alla combinazione di FER e domanda, in cui l'impianto FER si impegna a produrre e, in caso questi non riesca a onorare l'impegno, il titolare dell'utenza di consumo si impegna a ridurre il prelievo dalla rete.

Ciò garantirebbe da un lato il contenimento dei costi generati dal meccanismo, dall'altro favorirebbe la penetrazione di FER e accumuli, riducendo così la necessità di ricorso a specifici incentivi.

Sicurezza del sistema

Tra le principali attività in capo al TSO c'è la garanzia della sicurezza del sistema elettrico, di cui fa parte il bilanciamento in tempo reale della rete. Le risorse necessarie a quest'attività sono prevalentemente reperite sul mercato dei servizi di dispacciamento (MSD, organizzato nelle fasi di programmazione o MSD ex ante e di bilanciamento o MB), su cui operano le cd unità abilitate, categoria composta essenzialmente da impianti termoelettrici e idroelettrici di grande taglia. L'MSD è tristemente noto per le ripercussioni in termini di oneri scaricati in bolletta, attraverso il corrispettivo denominato *uplift*, di cui costituisce la parte preponderante. In particolare, secondo quanto emerso dal monitoraggio dell'Autorità (cfr del. 282/20/E/eel), il 60% dell'*uplift* registrato nel biennio 2018-2019 è destinato alla copertura dei costi finalizzati alla regolazione di tensione¹⁵, per un importo medio annuo di 1.300 mln€. Si tratta di importi estremamente elevati, che corrispondono a costi di accensione di un ristretto gruppo di centrali termoelettriche a corrispettivi unitari particolarmente elevati. L'analisi dell'Autorità ha in particolare evidenziato come in specifiche aree del Paese, specie al Centro-Sud e nelle isole maggiori, questo limitato novero di impianti detiene, singolarmente o congiuntamente, un incontrastabile potere di mercato. Dai risultati del monitoraggio di Arera emergono conseguenze di notevole importanza rispetto a:

- la necessità che il monitoraggio del mercato elettrico si svolga con tempestività e che le eventuali condizioni di essenzialità di alcuni impianti vengano così decretate in tempo,

¹⁴ Il livello di adeguatezza viene calibrato con riferimento ai periodi più delicati dell'anno, in cui il sistema rischia di non riuscire a far fronte alla domanda di potenza. Per far questo Terna ha il compito di individuare con precisione le cd ore critiche dell'anno, quantificate in 500.

¹⁵ Una delle attività condotte con le risorse selezionate su MSD.

evitando di dover gestire situazioni a consuntivo con notevole ritardo e conseguente esigua efficacia;

- la necessità di una riforma complessiva dell'MSD che ne accresca la trasparenza, l'*accounting* e trasferisca segnali economici corretti e completi agli operatori di mercato. Ad esempio, gran parte dell'energia e del relativo onere finanziario vengono classificati in MSD ex ante alla voce "Altri Servizi", mentre occorre una classificazione esplicita dei vari servizi, in modo da poterne ricostruire chiaramente i volumi energetici e finanziari;
- la valutazione da parte del concedente l'attività di trasmissione e dispacciamento dell'efficacia dello sviluppo della RTN realizzato dal concessionario (Terna): la situazione di potere di mercato evidenziata dalla delibera 282/2020 per il periodo 2011 – 2019 non è stata mitigata da interventi di sviluppo della RTN (potenziamento rete, installazione di reattori e condensatori) e difesa del sistema elettrico (installazione tempestiva di compensatori sincroni). È quindi necessario che il concedente, di concerto con Arera, dia seguito ai risultati del monitoraggio, valutando criticamente l'attività del concessionario e intraprendendo eventuali azioni consequenziali;
- richiamare l'attenzione sull'utilità che avrebbe avuto l'estensione della regolazione di tensione agli impianti che ancora oggi ne sono esclusi (FER in particolare) pur essendo in grado tecnicamente di fornire questo servizio grazie ai requisiti definiti dalle norme di connessione. È evidente e ingiustificabile il ritardo accumulato in Italia su questo tema e ben evidenziato anche in appendice al DCO 322/2019 di Arera: mentre in altri paesi anche gli impianti FER erogano il servizio di regolazione di tensione, in Italia è stato posto in consultazione uno specifico progetto pilota appena nel novembre 2020 e solo per la rete di trasmissione. Non si ha alcuna idea sulla prospettiva di progetti in tal senso sulla rete di distribuzione, dove pure il servizio è di notevole importanza e gli impianti (anche i più piccoli alimentati da FER) sono in grado di fornirlo.

Sul tema peraltro si è espressa anche l'Autorità Garante per la Concorrenza e il Mercato, che in definitiva auspica una risoluzione alla radice del problema, ricorrendo a interventi di sviluppo della rete e aumentando il livello di contendibilità sul mercato di servizi¹⁶. L'unico limite di una simile

¹⁶ Nella sua segnalazione al Governo in merito a Proposte di riforma concorrenziale, ai fini della Legge Annuale per il Mercato e la Concorrenza anno 2021, l'AGCM ha affermato che: *"Dall'inizio della liberalizzazione ad oggi, la progressiva sostituzione delle fonti fossili con fonti rinnovabili non programmabili come solare ed eolico ha determinato una sempre minore disponibilità di impianti abilitati ad offrire i summenzionati servizi a Terna e, come evidenziato in più occasioni anche dal regolatore di settore ARERA, pochi impianti hanno potere di mercato in numerose aree del paese, in particolare del Centro-Sud. Tali criticità concorrenziali, in relazione alle quali è intervenuta in passato anche l'Autorità con un procedimento per abuso di posizione dominante secondo ARERA hanno causato, negli anni 2018-2019, un onere medio annuo di 1,3 miliardi di euro, pagato dal complesso degli utenti attraverso i corrispettivi specifici che compongono il costo totale dell'energia. L'eliminazione del potere di mercato detenuto da alcune unità produttive in determinate aree geografiche rappresenta, dunque un obiettivo importante di politica della concorrenza, tanto per contenere i costi dell'energia che gravano sia sui consumatori domestici che sulle attività produttive, quanto per assicurare una sempre maggiore penetrazione della generazione da fonte rinnovabile. Al riguardo, l'Autorità ritiene che, in questi mercati, interventi volti a rimuovere ex ante le cause dell'esistenza di potere di mercato risultino preferibili rispetto a complesse soluzioni di tipo regolatorio, non solo in quanto coerenti con le previsioni euro-unitarie ma anche perché favoriscono lo sviluppo tecnico, il miglioramento delle reti e lo sviluppo di soluzioni innovative, assecondando altresì l'esigenza di incrementare la quota di produzione ottenuta da fonti rinnovabili. L'Autorità ritiene fortemente auspicabile che, accanto a interventi di adeguamento dell'infrastruttura elettrica, necessari a eliminare le strozzature che agevolano la creazione di potere di mercato, venga favorita un'offerta più concorrenziale dei servizi acquistata da Terna sul mercato, grazie allo sviluppo di nuovi soggetti abilitati a fornirli".*

analisi è a nostro giudizio che si tratta di misure che richiedono tempo, mentre la risoluzione del problema è urgente.

A tutto ciò si aggiunge la scarsa trasparenza dell'attività del TSO nel processo di selezione delle risorse, che spesso prescinde dal mero rispetto dell'ordine di merito economico definito in esito alle sessioni del MSD.

Negli ultimi 3 anni sono stati avviati dal TSO, su decisione dell'Autorità, specifici progetti pilota che mirano all'ampliamento del novero di risorse abilitate a fornire servizi sul MSD. Il più noto è il progetto UVAM (unità virtuali abilitate al MSD), che attualmente annovera unità per circa 1.000 MW di capacità remunerata a termine. Il progetto è ambizioso, prevedendo l'acquisizione di servizi di modulazione del carico da aggregati di unità sia di consumo che di generazione e di accumulo, ma al momento ha fatto registrare un limitato numero di attivazioni delle risorse per attività di bilanciamento. Se ciò è in parte comprensibile per motivi di scala, possiamo affermare che in diverse occasioni alcune UVAM non sono state selezionate pur a fronte di offerte in linea se non migliori di quelle risultate vincenti. Anche da questa osservazione emerge la necessità che Terna riveda logiche e algoritmi di selezione delle offerte su MSD, per tener conto delle caratteristiche delle nuove risorse che si affacciano al mercato dei servizi attraverso i progetti pilota definiti dalla delibera 300/2017.

In ogni caso ci preme sottolineare come le FER siano in grado di fornire un'ampia gamma di servizi per la sicurezza del sistema, di cui si riporta un elenco non esaustivo:

- potenza di corto circuito: anche il FV e in generale la generazione statica può fornire questo servizio. È un tema che va approfondito, ma è verosimile che la sua erogazione avverrebbe a costi inferiori di quelli riferibili ai dispositivi oggi installati dal TSO e remunerati in tariffa (compensatori). Il concedente dovrebbe chiedere al TSO di inserire nel Piano di Sviluppo (PdS) il possibile ricorso alla generazione statica per l'erogazione del servizio, riducendo così la necessità di investimenti di rete. A tale proposito si segnala che nelle norme di connessione CEI 016 e 021 esiste un paragrafo dedicato a questo punto e attualmente definito "allo studio", condizione che andrebbe tempestivamente sbloccata. Non vi sono ostacoli tecnologici a riguardo;
- regolazione (riserva) primaria di frequenza: uno dei servizi più pregiati, in cui gli impianti reagiscono automaticamente opponendosi alle perturbazioni della frequenza di rete. In quasi tutta Europa, non in Italia, l'erogazione di questo servizio è aperto anche ai dispositivi a capacità limitata. La Figura 1 in appendice mostra come l'adozione di una remunerazione esplicita del servizio (denominato FCR, *Frequency Containment Reserve*) sulla piattaforma continentale di acquisizione che coinvolge Francia, Germania¹⁷, Austria, Svizzera, Olanda e Belgio, ha determinato una pressione competitiva capace di abbattere i costi. In Italia esiste un progetto pilota dedicato, definito UPI, che tuttavia dispone di un contingente limitato (30 MW), totalmente allocato a due impianti, uno a carbone e un CCGT¹⁸. In questo modo non si allarga la platea di potenziali fornitori, né è prevista una remunerazione a mercato esplicita, come nel resto d'Europa;
- regolazione (riserva) secondaria e terziaria di frequenza, e di bilanciamento: FV ed eolico sono in grado di fornire questo servizio. Rispetto a quanto previsto dal Codice di Rete di Terna è necessario rivedere le quantità minime di capacità richiesta e introdurre servizi di

¹⁷ In Germania la disponibilità di una remunerazione esplicita del servizio di riserva primaria ha consentito la selezione di 450 MW di capacità da accumulo elettrochimico a questo fine (fonte regelleistung.net).

¹⁸ Combined Cycle Gas Turbine, impianti a gas a ciclo combinato.

tipo asimmetrico (che prevedano cioè la variazione del carico in un solo senso, aumento/riduzione); l'Autorità è intenzionata a introdurre questa caratteristica con la riforma organica della disciplina del dispacciamento elettrico e anche il progetto UVAM permette la presentazione di offerte di questo tipo;

- regolazione della tensione¹⁹: gli impianti eolici in particolare possono essere abilitati al servizio, e Terna è al lavoro su un progetto pilota destinato a questo scopo. In Paesi come UK da tempo l'eolico fornisce il servizio dietro riconoscimento di corrispettivi del tutto modesti. Devono essere avviati tempestivamente progetti pilota sulla rete di distribuzione.

Evidenziamo infine come il recente Regolamento UE 2016/631 RfG (*Requirements for Generators*) che definisce i nuovi requisiti tecnici di funzionamento degli impianti di generazione, preveda la funzione *Frequency Sensitive Mode* (FSM), modalità di funzionamento del gruppo di generazione statico o rotante in cui la produzione di potenza attiva (quella realmente consumata dalle utenze finali) cambia in risposta a una variazione della frequenza del sistema (perturbazione), in modo da favorire il ripristino della frequenza desiderata. Sia gli impianti FER che i sistemi di accumulo di nuova installazione presenteranno tale funzione che, previa opportuna analisi costi benefici, potrà essere attivata fornendo adeguato supporto alla regolazione primaria di frequenza.

Anche nel caso della sicurezza vale lo stesso concetto relativo all'adeguatezza, vale a dire che la transizione energetica deve andare di pari passo con gli obiettivi FER, altrimenti tutto il sistema nel medio termine diventerà insostenibile o, nel migliore dei casi, disfunzionale sia tecnicamente che economicamente.

Proposte:

1. Garantire maggior trasparenza al funzionamento dell'MSD, anche attraverso un'attività di *accounting*, che consiste nell'individuare con precisione la specifica attività (servizio) per cui una risorsa viene selezionata sull'MSD.
2. *Disclosure* dati di sistema, per consentire a tutti gli operatori di comprendere al meglio il funzionamento della rete e programmare con maggior efficacia i propri investimenti.
3. Promuovere forme di auto-dispacciamento (*self-dispatching*), che significa obbligare le utenze a bilanciarsi da sé, riducendo la necessità di intervento del TSO. Questo tipo di gestione della rete è molto diffuso in Europa, per quanto favorito dalla topologia e dal livello di magliatura (capillarità) della rete, ma può essere introdotto anche in Italia.
4. Revisione dei requisiti tecnici definiti nel Codice di Rete di Terna, ad es. simmetria del servizio di modulazione (in aumento e/o riduzione), durata minima di erogazione del servizio, e abilitazione dispositivi a capacità limitata.
5. Per quanto riguarda gli accumuli elettrochimici è necessario completare la regolazione con le misure operative per l'assimilazione di queste risorse ai pompaggi.
6. Introduzione dei prezzi negativi.

¹⁹ È attivo un progetto pilota per l'erogazione di questo servizio da parte di unità non abilitate (al MSD) esistenti connesse alla RTN. Il progetto andrebbe esteso all'intero territorio nazionale e in prospettiva anche alle utenze più significative collegate a reti di distribuzione.

Proprietà e gestione delle reti di trasporto dell'energia

Il rapporto che intercorre tra concessionario e concedente riveste un'importanza cruciale per garantire uno sviluppo delle infrastrutture di rete coerente con gli obiettivi assegnati e con un principio di efficienza economica. È necessario che il concedente sia dotato di adeguate competenze per monitorare l'attività del concessionario, sia per quanto concerne la valutazione dei piani di sviluppo delle reti che per la qualità del servizio erogato agli utenti.

Questo vale tanto per le reti di trasporto quanto per quelle di distribuzione. A titolo di esempio si evidenzia che la stessa Arera (cfr relazione annuale Arera anno 2020, e Figure 2, 3 e 4 in Appendice) ha rilevato come, dopo lunghi anni di incremento del livello di continuità del servizio, che si sostanzia in una progressiva riduzione del numero annuo e della durata delle interruzioni, si registri negli ultimi anni una netta inversione di tendenza, con i distributori che sembrano ridurre il volume di investimenti nello sviluppo e manutenzione delle reti. A farne le spese, tra gli altri, i produttori di impianti FV specie nel sud Italia, cui viene sovente impedito di immettere in rete la propria produzione per problemi di rete. Anche per questo motivo riteniamo che la qualità del servizio debba essere valutata non solo a livello nazionale, ma anche locale: forti inefficienze a livello locale proprio nelle regioni in cui si concentra una grossa fetta di impianti FER potrebbero ostacolare il raggiungimento degli obiettivi UE.

Proposta: creazione all'interno delle strutture ministeriali competenti di organi tecnici in grado di valutare con perizia l'attività dei concessionari, esercitando i poteri previsti dagli atti di concessione.

Sia per la distribuzione che per la trasmissione si rende a nostro avviso indispensabile l'introduzione di forme di *unbundling* proprietario, anche per evitare che la destinazione delle risorse per investimenti possa riflettere strategie di gruppo piuttosto che di miglioramento del servizio.

Resilienza infrastrutture di rete

Lo sviluppo delle FER sta determinando nuove modalità di sollecitazione delle reti, esponendole a maggiori rischi di interruzione del servizio. Ciò rende necessari nuovi e specifici investimenti. È però importante che a questo sforzo ne segua un altro, vale a dire la predisposizione di norme e misure che favoriscano una rapida ripresa del servizio a seguito di guasti, favorendo la piena continuità del servizio. A differenza di quanto molti sostengono, gli impianti FER possono garantire un effettivo contributo all'aumento della resilienza della rete.

Proposta: necessaria una sempre maggior selettività degli investimenti autorizzati e remunerati sulle reti, secondo principi che premiano i risultati conseguiti. Allo stesso tempo va approfondito il contributo che risorse come FER e accumuli possono garantire, prevedendo una corretta valorizzazione.

Sviluppo infrastrutture nel sistema elettrico e fallimenti di mercato

A titolo di esempio nel PNIEC è prevista la necessità di 6.000 MW di pompaggi (accumulo idroelettrico) al 2030. Questa risorsa è fortemente *capital intensive* e molti temono che meccanismi di mercato non siano in grado di garantirne la realizzazione. Il discorso è ampliabile ad altre tipologie di investimenti. In questi casi le norme UE prevedono che il TSO possa in prima persona occuparsi della loro realizzazione, beneficiando di una remunerazione regolata. Noi riteniamo che

quest'eventualità debba essere respinta. Se il Paese decide di dotarsi di un meccanismo come il *Capacity Market* è qui, ricorrendo eventualmente ai necessari adeguamenti, che dovranno essere reperite le risorse necessarie a garantire questi investimenti.

Nel caso dei pompaggi va inoltre considerato come uno dei principali ostacoli al loro sviluppo sia di natura informativa. Si tratta infatti di infrastrutture complesse, che richiedono una profonda conoscenza del contesto in cui vanno inserite. Di bacini potenzialmente utilizzabili allo scopo ne esistono molti, ma le informazioni necessarie a sviluppare un progetto di fattibilità sono appannaggio di pochissimi soggetti.

Proposta: un soggetto terzo, ad es. l'RSE, dovrebbe catalogare tutte le informazioni relative ai bacini, rendendole di dominio pubblico. Meccanismi di remunerazione della capacità vanno eventualmente adeguati, per consentire l'effettiva realizzazione di infrastrutture ritenute realmente necessarie al sistema.

Dovrebbero essere impostati incentivi specifici per coprire la quota di mercato degli stoccaggi prevista dal PNIEC al 2025, tramite un meccanismo di gara da attivare al più presto, al massimo entro un anno. In questo modo si potrebbe verificare qual è la risposta del mercato e quali sono le modalità per aiutare lo stesso mercato a partire in caso di difficoltà. Anche in caso di fallimento del mercato va comunque escluso che le società che gestiscono i sistemi di trasmissione e distribuzione possano realizzare e gestire i sistemi di accumulo. In caso di fallimento dovrà essere organizzata apposita gara fra operatori diversi dai gestori della trasmissione e distribuzione per garantire solo ed esclusivamente quanto indispensabile.

Si segnala che a oggi lo sviluppo del mercato dei sistemi di accumulo è sostanzialmente precluso perché solo dal 1° gennaio 2022 sarà efficace la delibera che permetterà di prelevare energia dalla rete per la successiva re-immissione.

Costi sostenuti per il perseguimento degli obiettivi

Si tratta di un tema complesso, che deve essere sempre considerato nella sua interezza, dati gli impatti che possono discendere da una cattiva gestione degli strumenti di sviluppo degli investimenti nel settore.

Tutti i costi che saranno trasferiti sulle bollette avranno effetti rilevanti su ogni categoria di consumatori, dai residenziali fino ai grandi clienti industriali. Se i primi potranno subire una generica riduzione del proprio benessere individuale, i secondi lamenteranno una perdita netta di competitività sui rispettivi mercati finali.

L'analisi dei costi dovrà quindi essere integrata in quella più generale di evoluzione e pianificazione del sistema elettrico.

Rischio di lungo termine: la fuga dalla rete

Una crescita marcata degli oneri di rete e di sistema, già oggi particolarmente gravosi per alcune categorie di clienti finali, potrebbe rendere conveniente sul lungo termine, quando sussisteranno le condizioni tecniche, il distacco delle utenze finali dalla rete. In alcuni Paesi tale fenomeno è già presente, si pensi all'Australia, dove i costi proibitivi di connessione alla rete di utenze particolarmente isolate ha portato alla creazione di vere e proprie isole elettriche.

Se già oggi il costo della *commodity* ricopre per alcune categorie non più di un terzo dell'intera bolletta, è facile immaginare come ulteriori rilevanti aggravii legati a uno sviluppo incontrollato degli investimenti di rete e a un'inefficiente pianificazione degli investimenti per adeguatezza e sicurezza della rete potrebbero spingere specifiche realtà, sia residenziali che industriali (più verosimilmente PMI), a distaccarsi dalla rete. Crediamo ciò non sia auspicabile, perché un sistema fortemente integrato in cui potenzialmente ogni utenza è in grado di ricevere ed erogare servizi è senz'altro più robusto, stabile ed efficiente.

Sconfinamento delle società concessionarie e controllate dallo Stato nel mercato libero

Desideriamo infine segnalare un ultimo tema che riteniamo di vitale importanza per la salvaguardia di una sana concorrenza nel mercato energetico italiano.

Ormai da troppo tempo, e in misura crescente, titolari di concessioni pubbliche (Terna e Snam) e altre società statali (GSE, AU) stanno progressivamente invadendo settori aperti alla libera concorrenza, forti di posizioni di vantaggio grazie al ruolo istituzionale ricoperto.

Potremmo compilare un lungo elenco di esempi, si pensi a esempio a come Terna, Enel e Snam, forti della remunerazione regolata che gli garantisce livelli di redditività senza eguali in Europa, hanno progressivamente acquisito società leader in mercati a forte crescita e potenzialità, riguardanti i dispositivi di rete, l'efficienza energetica, gli impianti di biometano, la mobilità alternativa. I vantaggi competitivi e di solidità patrimoniale che DSO²⁰ e TSO possono assicurare fanno di questi soggetti dei concorrenti imbattibili sul mercato. Entrambi hanno in concessione delle reti pubbliche ma sono allo stesso tempo società quotate: interessi pubblici e privati rischiano di non coincidere.

In tale contesto gli spazi per lo sviluppo di dinamiche competitive sono estremamente angusti in una molteplicità di segmenti di mercato ad alto valore aggiunto.

Solo l'introduzione di forme di *unbundling proprietario* e la netta demarcazione degli ambiti di operatività di DSO, TSO e delle partecipate statali potranno ristabilire condizioni di reale concorrenza.

²⁰ Distribution system operator, i distributori.

Appendice

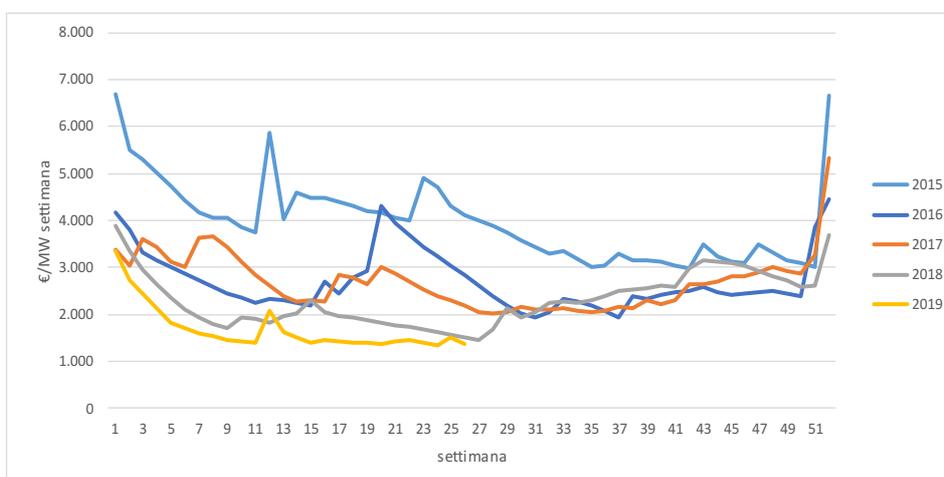
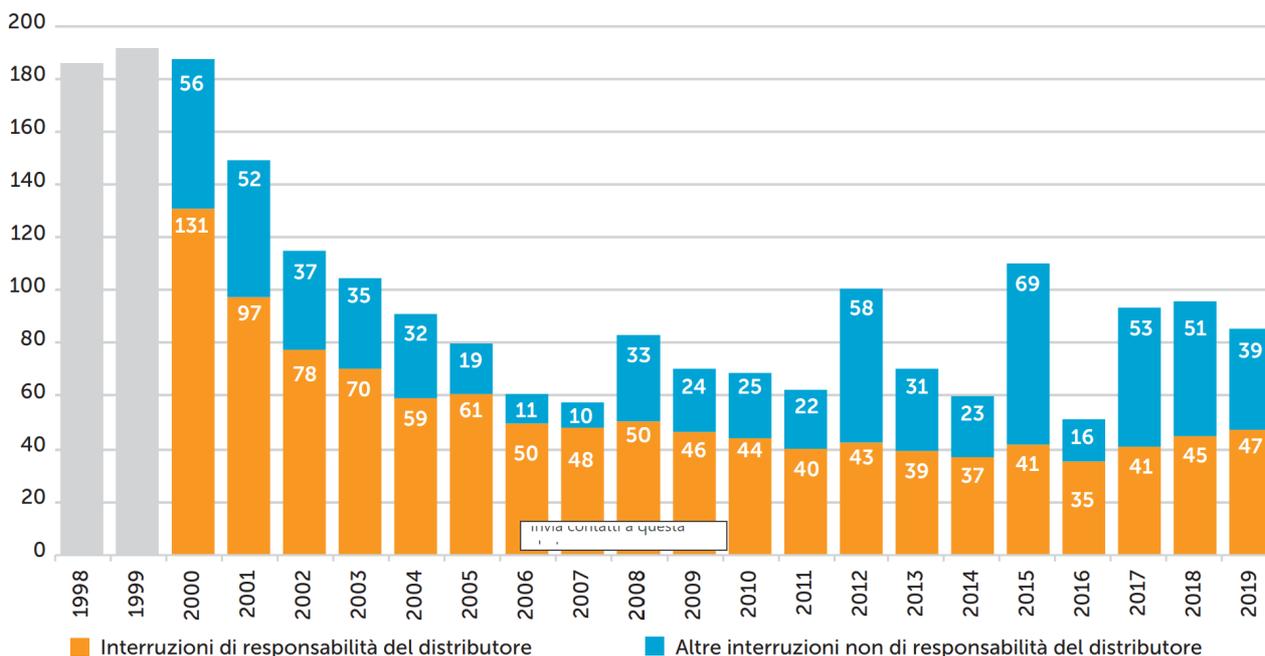


Figura 1 - Andamento margini servizio FCR sulla piattaforma continentale, elaborazione su dati regelleistung.net

FIG. 2.30 Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione (minuti persi per cliente all'anno^(A))^(B)



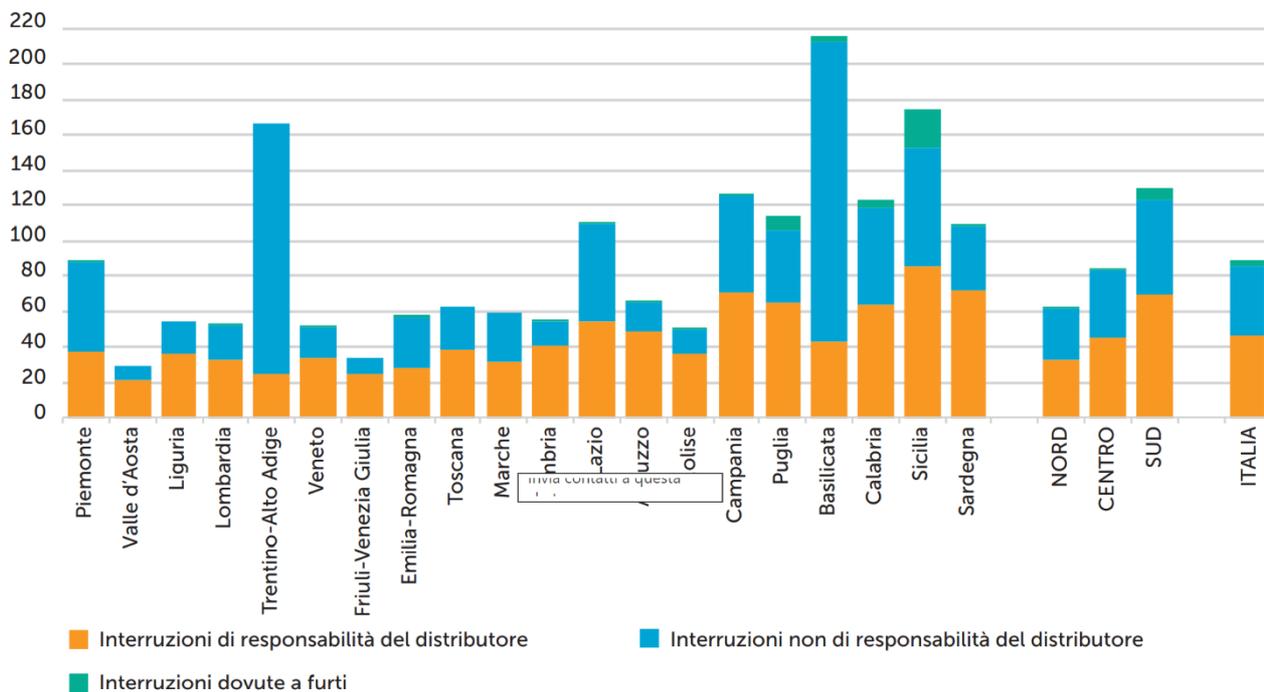
(A) I valori per l'anno 2019 sono ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

(B) Riferita a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN, gli interventi dei sistemi di difesa e le interruzioni dovute a furti).

Fonte ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

Figura 2 – Qualità del servizio su reti di distribuzione: durata interruzioni per clienti in bassa tensione – Fonte Arera

FIG. 2.31 Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione per regione (minuti persi per cliente all'anno^(A)/^(B))



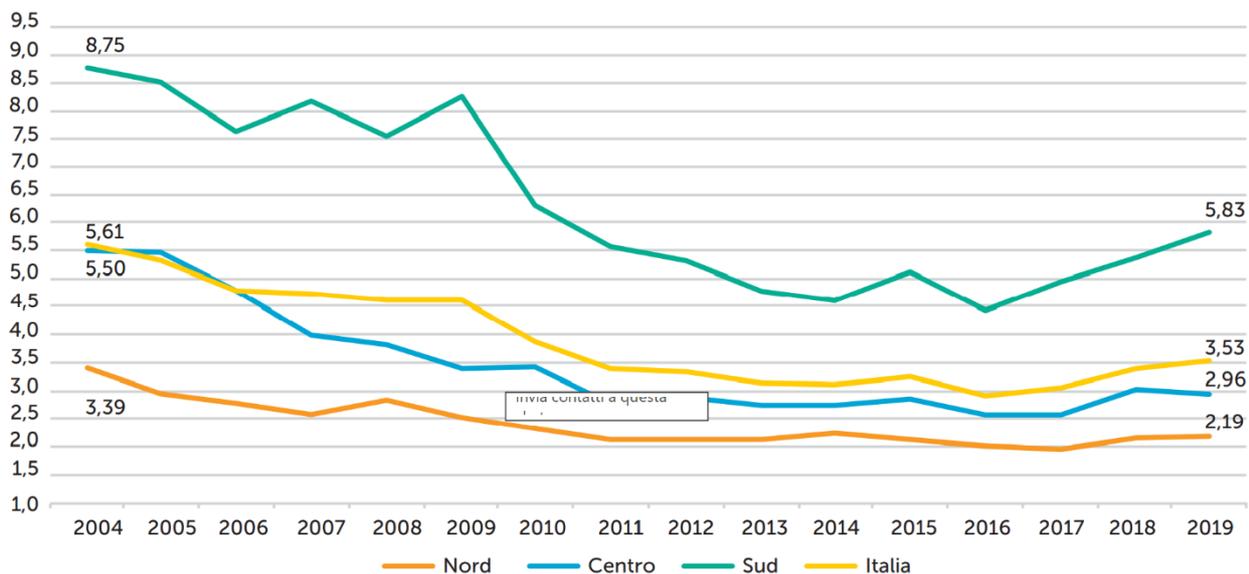
(A) I valori per l'anno 2019 sono ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

(B) Riferita a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici.

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

Figura 3 – Qualità del servizio su reti di distribuzione: durata interruzioni per clienti in bassa tensione per regione – Fonte Arera

FIG. 2.35 Numero medio annuo di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici^{(A)(B)}



(A) I valori per l'anno 2019 sono ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

(B) Riferito a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici.

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

Figura 4 – Qualità del servizio su reti di distribuzione: numero medio annuo interruzioni senza preavviso per clienti in bassa tensione per regione di responsabilità dei distributori – Fonte Arera