

ENERGY-HOME.IT



PARTECIPAZIONE DELLA DOMANDA FLESSIBILE AL MERCATO DEL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO



Autori: RSE, Politecnico di Milano
A cura di Associazione Energy@home



PARTECIPAZIONE DELLA DOMANDA FLESSIBILE AL MERCATO DEL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO

*Best practices internazionali. Scenario attuale di mercato e prospettive evolutive. Il ruolo della Domanda e la figura dell'Aggregatore.
Analisi Costi-Benefici*

Febbraio 2018

Autori: RSE, Politecnico di Milano
Pubblicazione a cura della associazione Energy@home

Questo studio è stato realizzato da RSE e da Politecnico di Milano



in Collaborazione con la **Associazione Energy@home**

www.energy-home.it

L'autorizzazione alla riproduzione dovrà essere richiesta a
Associazione Energy@home,
Corso d'Italia 41, 00198 ROMA



*“C'è una forza motrice più forte del vapore,
dell'elettricità e dell'energia atomica: la volontà”*

(A. Einstein)





Premessa ...

La transizione digitale crea nuove opportunità per i consumatori ed essi potranno giocare ruoli attivi sui mercati dell'energia elettrica non solo per comprare e vendere energia ma anche per fornire servizi alla rete elettrica stessa.

Questo studio analizza la possibilità per la domanda di energia elettrica di fornire una parte della flessibilità necessaria a gestire e controllare il sistema elettrico nazionale.

Esso si focalizza sulla partecipazione al Mercato per il Servizio di Dispacciamento e punta a rispondere a due domande chiave:

- **il valore economico** della flessibilità della domanda, tramite una quantificazione basata su opportune elaborazioni dei dati storici di mercato e su un'analisi costi-benefici per alcuni casi studio, quali ad esempio gli impianti di telecomunicazione, i sistemi utente di accumulo e di co-generazione;
- le **modalità tecniche** necessarie a fornire i servizi di flessibilità su questo mercato, in termini di interfacce e protocolli di comunicazione nonché di architetture ICT.

Lo studio è stato realizzato da RSE e da Politecnico di Milano e rappresenta il risultato finale di un **ciclo di workshop mensili** tenuti con i partner dell'Associazione Energy@home.

In questo contesto, Energy@home ha anche promosso lo sviluppo di una implementazione dimostrativa di piattaforma ICT di Energy Aggregation e il rilascio del software in modalità **open source**. Il software è realizzato con una architettura a micro-servizi ed implementa i protocolli e le interfacce di comunicazione fra i diversi attori di sistema permettendo, in questo modo, di emulare gli scambi informativi e di simulare il comportamento di carichi elettrici aggregati.

È questa la **terza monografia** pubblicata dalla Associazione Energy@home che, in linea con il proprio Statuto, adotta e promuove un approccio di **open innovation** e si propone come luogo privilegiato di incontro e sviluppo di idee fra aziende ed enti provenienti da diversi settori industriali offrendo anche all'esterno questo patrimonio di idee, laddove possibile, tramite pubblicazioni ed eventi divulgativi.

Fanno parte di questa serie di monografie Energy@home lo studio sullo "Impatto del Dynamic Pricing applicato ai consumatori elettrici residenziali" pubblicato nel 2016 e lo studio sulla "Comunicazione Power Line per Servizi post-contatore" pubblicato nel 2017, entrambi disponibili in forma elettronica sul sito web della Associazione Energy@home.

Inoltre, in collaborazione con ESMIG e con l'iniziativa tedesca EEBus, nel 2017 Energy@home ha anche pubblicato lo studio "Smart Home Cost/Benefit Analysis" dedicato alla quantificazione della demand-response realizzata grazie agli elettrodomestici connessi.



AUTORI



Valerio Angelucci
Michele Benini
Silvia Canevese
Claudio Carlini
Angelo Cavaliere
Cristina Cavicchioli
Giovanna Dondossola
Massimo Gallanti
Antonio Gatti
Paolo Grisi
Fabio Lanati
Diana Moneta
Daniele Pala
Gianluigi Proserpio
Dario Siface
Andrea Taverna
Roberta Terruggia
Renato Urban
Alessandro Zani



Filippo Bovera
Maurizio Delfanti
Elena Fumagalli

INDICE



cap. 0

Gli Autori INTRODUZIONE

Pag 1
Pag 8

cap. 1

1. I NUOVI SCENARI DI MERCATO

Pag 13

1.1 Evoluzione dello scenario energetico

Pag 14

1.1.1 Introduzione

Pag 14

1.1.2 Accordo di Parigi : COP21 del 2015

Pag 14

1.1.3 Il pacchetto "clima-energia" al 2030

Pag 15

1.1.4 Gli scenari energetici della Commissione Europea

Pag 16

1.1.5 Gli scenari energetici nazionali

Pag 18

1.2 Le evoluzioni a livello europeo

Pag 19

1.2.1 Il mercato interno dell'energia (IEM) europeo

Pag 19

1.2.2 I codici di rete europei

Pag 20

1.2.3 EB - Electricity Balancing

Pag 21

1.2.4 Il "Clean Energy Package" e il ruolo del consumatore

Pag 22

1.3 Bibliografia

Pag 23

cap. 2

2. L'APPROVVIGIONAMENTO DI RISORSE PER IL DISPACCIAMENTO IN ITALIA: SCENARIO ATTUALE

Pag 25

2.1 La struttura e il funzionamento del mercato elettrico

Pag 27

2.2 Le risorse richieste per il dispacciamento

Pag 30

2.2.1 Risorse richieste scambiabili sul MSD

Pag 31

2.2.2 Risorse richieste non scambiabili su MSD

Pag 33

2.2.3 Requisiti tecnici minimi

Pag 33

2.2.4 Potenza rilevante abilitata sul MSD

Pag 34

2.3 Bibliografia

Pag 36

cap. 3

3 MERCATO ELETTRICO: ANALISI PREZZI E QUANTITA'

Pag 40

3.1 Considerazioni preliminari sulle modalità di formulazione delle offerte MSD

Pag 40

3.2 Risultati storici di MSD ex-ante

Pag 42

3.3 Risultati storici di MB

Pag 47

3.4 Analisi dei principali fattori che hanno influenzato l'evoluzione di MSD

Pag 54

3.5 Elaborazione dei dati di mercato e stima delle opportunità di profitto

Pag 60

3.5.1 Raccolta dati e quadro generale dell'analisi

Pag 60

3.5.2 Valutazione statistica dei dati di offerta

Pag 62

3.5.3 Il fattore di correzione geografica

Pag 68

3.5.4 Risultati finali dell'analisi

Pag 70

3.5.5 Simulazione MB

Pag 74

cap. 4

4. L'APPROVVIGIONAMENTO DI RISORSE PER IL DISPACCIAMENTO IN ITALIA: RIFORMA DEL MERCATO

Pag 79

4.1 Evoluzione dei servizi richiesti dal sistema elettrico e nuove risorse per fornirli

Pag 80

4.1.1 Principali criticità di sistema

Pag 80

4.1.2 Elementi di barriera

Pag 81

4.1.3 Evoluzione delle risorse esistenti

Pag 84

4.1.4 Nuove risorse di regolazione

Pag 88

4.2 La riforma del MSD in Italia

Pag 89

4.2.1 DCO 354/2013

Pag 90

4.2.2 DCO 557/2013

Pag 92

4.2.3 DCO 298/2016

Pag 95

4.2.4 Delibera 300/2017/R/eel e i progetti pilota

Pag 96

4.3 Bibliografia

Pag 97

cap. 5

5. IL RUOLO DELLA DOMANDA**5 LA FLESSIBILITÀ E IL RUOLO DELLA DOMANDA**

5.1 Le nuove esigenze di flessibilità	Pag 101
5.2 Come ottenere i servizi di flessibilità	Pag 102
5.3 L'evoluzione degli attuali operatori del sistema e del mercato	Pag 102
5.3.1 Il gestore della rete di trasmissione	Pag 105
5.3.2 L'evoluzione del ruolo del gestore di rete di distribuzione	Pag 106
5.3.3 La figura dell'aggregatore	Pag 106
5.4 Definizione della flessibilità ai fini di servizi di rete	Pag 107
5.4.1 Flessibilità delle unità di generazione	Pag 108
5.4.2 Flessibilità dei sistemi di accumulo	Pag 109
5.4.3 Flessibilità delle unità di consumo	Pag 110
5.4.4 Esempi di risorse flessibili da unità di consumo	Pag 110
5.5 Casi studio per il servizio di flessibilità	Pag 112
5.5.1 Carico multi-sito: le Stazioni Radio Base (SRB)	Pag 114
5.5.2 Sito terziario con sorgenti di emergenza: il caso di un Data Center	Pag 118
5.5.3 Impianto di cogenerazione inserito in un sito di consumo	Pag 118
5.6 Bibliografia	Pag 122

cap. 6

6. L'AGGREGAZIONE DELLE RISORSE DI FLESSIBILITÀ

6.1 Modelli per l'implementazione dell'Aggregatore	Pag 135
6.1.1 Modello Integrato	Pag 138
6.1.2 Modello Broker	Pag 145
6.1.3 Modello Contrattuale	Pag 145
6.1.4 Modello Non Corretto	Pag 145
6.1.5 Modello Corretto	Pag 146
6.1.6 Modello Saldo Centralizzato	Pag 146
6.1.7 Modello Beneficio Netto	Pag 146
6.2 La partecipazione della domanda nel contesto europeo e nel contesto italiano	Pag 147
6.3 Opportunità di aggregazione per la domanda e la generazione distribuita in Italia	Pag 151
6.3.1 Contesto regolatorio	Pag 151
6.3.2 Le UVAC	Pag 155
6.3.3 Le UVAP	Pag 159
6.4 Le forme regolate di aggregazione: collettività dell'energia e sistemi di distribuzione chiusi	Pag 163
6.5 Best Practice per l'aggregazione di Risorse	Pag 166
6.6 Bibliografia	

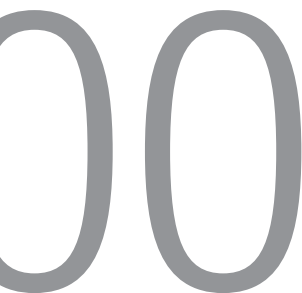
cap. 7

7. ARCHITETTURA E TECNOLOGIE DI COMUNICAZIONE

7.1 Introduzione	Pag 173
7.2 Analisi dei modelli di business e dei processi associati alla fornitura dei servizi MSD	Pag 174
7.2.1 Modelli di business	Pag 174
7.2.2 Definizione dei principali processi associati alla fornitura dei servizi di dispacciamento	Pag 174
7.3 Definizione dei requisiti funzionali (casi d'uso) associati ai processi individuati	Pag 176
7.3.1 Caso d'uso associato a "Market & Operational Planning"	Pag 176
7.3.2 Caso d'uso associato al processo "Operation"	Pag 177
7.4 Definizione dei requisiti non funzionali	Pag 178
7.4.1 Soluzioni di interfaccia ICT standard	Pag 178
7.4.2 Compatibilità delle interfacce rispetto ad altri attori	Pag 178
7.4.3 Requisiti tecnici	Pag 178
7.4.4 Flessibilità/scalabilità della soluzione tecnologica	Pag 178
7.4.5 Impatto su impianti DER	Pag 179
7.4.6 Compatibilità economica con modello di business	Pag 179
7.5 Analisi delle soluzioni architetturali applicabili ai casi d'uso	Pag 179
7.6 Analisi degli standard ICT	Pag 181

<i>cap. 7</i>	7.6.1 Norme a livello europeo ed internazionale	Pag 181
	7.6.2 Norme a livello nazionale (CEI)	Pag 184
	7.6.3 Prospettive di future soluzioni ICT applicabili alle Smart Grid	Pag 190
	7.6.4 Conclusioni relative agli standard ICT	Pag 191
	7.7 Integrazione delle informazioni di metering	Pag 191
	7.8 Ipotesi di soluzione tecnologica associata ai progetti pilota MSD	Pag 194
	7.9 Aspetti di cyber security	Pag 195
	7.9.1 Mappatura dei requisiti di sicurezza sulle soluzioni tecnologiche	Pag 197
	7.9.2 Tecniche di segregazione e analisi del traffico	Pag 201
	7.9.3 Integrazione delle misure di sicurezza nelle varianti tecnologiche previste dall'ipotesi di architettura	Pag 201
	7.10 Implementazione prototipale del sistema	Pag 202
	7.11 Identificazione delle frodi	Pag 205
	7.12 Bibliografia	Pag 206
<i>cap. 8</i>	8 VALUTAZIONE ECONOMICA – ALCUNI CASI DI BUSINESS	Pag 209
	8.1 Elementi di valutazione tecnico-economica (costi-benefici)	Pag 210
	8.1.1 Introduzione	Pag 210
	8.1.2 Elementi di costo (fissi e variabili)	Pag 211
	8.1.3 Elementi di ricavo	Pag 212
	8.1.4 Bilancio economico (costi-benefici)	Pag 212
	8.2 Esempio di carico multi-sito: stazioni radio base per telefonia mobile	Pag 213
	8.2.1 Ipotesi di studio	Pag 213
	8.2.2 Risultati dell'analisi	Pag 216
	8.3 Sorgenti di flessibilità in un Data Center	Pag 220
	8.3.1 Ipotesi iniziali e scenario di partenza	Pag 221
	8.3.2 Risultati delle simulazioni	Pag 225
<i>cap. 9</i>	9 Conclusioni	Pag 241
<i>cap. 10</i>	10 Profilo di RSE	Pag 248
<i>cap. 11</i>	11 Profilo del Politecnico di Milano	Pag 250
<i>cap. 12</i>	12 Profilo della Associazione Energy@home	Pag 252

Introduzione



Il recente sviluppo della generazione da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP, come fotovoltaico e eolico), che si prevede continuerà con un ritmo simile anche negli anni a venire, ha introdotto alcune criticità nella programmazione a breve termine e nell'esercizio del sistema elettrico.

Infatti l'incremento dell'immissione in rete da parte della generazione da FRNP avviene a spese delle unità programmabili a fonti fossili (ad es. i cicli combinati), che in molte ore del giorno devono essere spente in quanto non sono più necessarie a soddisfare la domanda. Molte di queste unità non sono quindi più remunerative e, pertanto, negli ultimi anni già 13 GW di potenza termoelettrica convenzionale sono stati dismessi.

D'altra parte le unità programmabili a fonti fossili, in virtù della loro caratteristica di variare rapidamente e con continuità la potenza immessa in rete quando sono in servizio, assolvono anche il compito di fornire al sistema elettrico i servizi di regolazione della potenza attiva e della potenza reattiva grazie alla riserva pronta a salire e a scendere che mettono a disposizione. Di tali servizi si avvale il gestore del sistema elettrico per svolgere le funzioni di bilanciamento e risoluzione delle congestioni, garantendo in tal modo la sicurezza e la qualità della fornitura elettrica.

La riduzione degli impianti programmabili in servizio ha quindi l'effetto di ridurre la potenza disponibile per i servizi di regolazione. D'altro canto la minor prevedibilità della produzione da FRNP determina un incremento delle necessità di bilanciamento e quindi del fabbisogno di riserva.

Si comprende quindi che il sistema elettrico necessita di nuove risorse flessibili, cioè caratterizzate da una costante e pronta disponibilità a variare il flusso di immissione/prelievo dalla rete, per permettere il bilanciamento del sistema elettrico. A tale flessibilità possono contribuire risorse fino ad oggi considerate non in grado di fornire servizi di bilanciamento, quali la generazione programmabile di taglia inferiore ai 10 MVA, quella da fonti rinnovabili non programmabili, e la domanda.

Fin dall'apertura del mercato dell'energia in Italia la domanda partecipa al mercato del giorno prima (MGP) con offerte quantità prezzo che contribuiscono alla definizione del prezzo di equilibrio e alla quantità di energia scambiata nelle singole ore. Le unità di consumo possono quindi decidere in fase di offerta su MGP (il giorno precedente quello di fornitura), di variare la quantità di energia prelevata dalla rete in funzione del prezzo di acquisto. Ad oggi però l'energia acquistata su MGP non può più essere successivamente rinegoziata sul mercato per il servizio di dispacciamento (MSD).

Tuttavia anche la domanda, in maniera analoga alla generazione programmabile, è in grado di variare il proprio programma di scambio con la rete (di prelievo, in particolare) a ridosso del tempo reale; può quindi partecipare al MSD, fornendo in tal modo al sistema un margine di riserva a salire (nel caso di riduzione del prelievo) o a scendere (nel caso di incremento del prelievo).

Peraltro il coinvolgimento attivo della domanda nel sistema elettrico italiano è da tempo già sfruttato per il servizio di interrompibilità istantanea e in emergenza, che i carichi di grandi dimensioni possono sottoscrivere con Terna e che consente al gestore di rete di distaccare istantaneamente un carico (mediante l'attuazione di un telecomando) in caso di importanti disservizi per i quali le risorse acquisite sul mercato per il servizio di dispacciamento siano insufficienti a garantire la sicurezza del sistema.

Nei mercati elettrici di molti Paesi europei ed extra europei, la fornitura dei servizi di regolazione da parte della domanda è una pratica in uso da molti anni. I servizi possono essere forniti anche da unità di consumo di piccola taglia (finanche i clienti domestici) tramite l'interposizione dell'aggregatore, una nuova figura del mercato elettrico che fornisce al gestore di rete il servizio aggregando il contributo di un insieme di soggetti anche di piccola taglia che, come singoli, non avrebbero la possibilità di partecipare al mercato.

Il presente studio affronta il tema dell'incremento delle risorse di flessibilità del sistema elettrico italiano tramite la partecipazione della domanda al mercato per il servizio di dispacciamento.

Nello studio è stato inizialmente analizzato (cap. 1) il quadro energetico mondiale e le dinamiche sulla domanda di energia e sulle fonti per soddisfarla, alla luce degli sforzi in atto in alcune aree geografiche, tra le quali l'Europa, per contrastare gli effetti dei cambiamenti climatici. In particolare vengono richiamati gli obiettivi europei al 2030 previsti dal Clean Energy Package europeo e gli scenari energetici coerenti con tali obiettivi. Viene anche richiamato il percorso in atto per il conseguimento di un mercato elettrico europeo pienamente integrato, che porterà ad una nuova configurazione (Target Model) in

cui i diversi mercati (day-ahead, intra day, balancing) siano integrati tra loro e tra gli Stati Membri. Parimenti, vengono richiamati i "codici di rete europei" elaborati da ENTSO-E, l'associazione dei gestori delle reti di trasmissione, con orientamenti dell'Agenzia per la cooperazione dei regolatori dell'energia (ACER), per facilitare l'armonizzazione, l'integrazione e l'efficienza dei mercati elettrici.

Il capitolo 2 presenta schematicamente l'attuale struttura del mercato elettrico italiano, soffermandosi in particolare sulle risorse necessarie al gestore di rete per esercire il sistema secondo adeguati standard di sicurezza, affidabilità, qualità, continuità ed efficienza, sulle modalità con cui queste risorse vengono approvvigionate e remunerate e sui requisiti tecnici delle unità di produzione abilitate a fornire queste risorse. I servizi sono distinti tra quelli acquisiti da Terna tramite il mercato per il servizio di dispacciamento, quelli obbligatori (che una unità è tenuta a rendere disponibili all'atto della connessione alla rete e quindi utilizzabili durante le ore di funzionamento) e i servizi acquisibili tramite altre forme contrattuali (es. interrompibilità).

L'analisi storica dei risultati di MSD è contenuta nel capitolo 3, dove vengono dapprima analizzati su un arco temporale ampio gli esiti della fase di programmazione (MSD ex-ante), mettendo in evidenza i trend registrati negli ultimi quattro anni, sia in termini di prezzi, sia in termini di volumi negoziati in tale sessione. Nel seguito, con maggiore dettaglio, si focalizza l'attenzione sul mercato di bilanciamento (MB); questa sessione, di più diretto interesse per i successivi capitoli dello studio, è analizzata in maniera più dettagliata, facendo riferimento a un anno di funzionamento. Sono infine fornite alcune proiezioni circa la profittabilità dell'eventuale partecipazione a un simile mercato da parte di una unità di consumo, mediante strategie di offerta via via più sofisticate.

La riforma di MSD è in corso in Italia ormai da alcuni anni: nel capitolo 4 si illustrano le motivazioni alla base, passando in rassegna le principali criticità del sistema, nonché l'evoluzione delle risorse esistenti verso nuove risorse di regolazione. Si ripercorrono le diverse disposizioni

regolatorie che hanno segnato la riforma di MSD in Italia, a partire dal DCO 354/2013, fino alla recente Delibera 300/17, che ha istituito i progetti pilota in materia di dispacciamento.

Il ruolo della domanda in questa rivoluzione è studiato in dettaglio nel capitolo 5, dove si inquadrano opportunamente le modalità con cui è possibile ottenere nuove risorse di flessibilità, come formalizzate nei documenti europei di riferimento. Dopo aver discusso l'evoluzione del ruolo degli attori coinvolti (TSO; DSO; aggregatore), si presentano alcuni casi studio per in cui unità di carico (UC) sono sfruttate come risorse flessibili.

Data l'importanza della nuova figura dell'aggregatore, ad esso è dedicato il capitolo 6, che dà conto delle relazioni tra l'aggregatore medesimo (Balancing Service Provider, BSP) e l'utente del dispacciamento (Balance Responsible Party, BRP). Sono poi illustrate le best practice internazionali in merito all'aggregazione di risorse, trattando casi legati alla realtà europea, per spiegare in maggiore dettaglio le modalità di aggregazione oggi vigenti in Italia.

Il capitolo 7 è poi dedicato a un aspetto infrastrutturale importante in materia di partecipazione della domanda: viene trattata l'architettura delle tecnologie di comunicazione necessarie a rendere possibile il coinvolgimento della domanda. Anche in questo caso, si passano in rassegna gli standard e le soluzioni utilizzate a livello internazionale, per poi focalizzare l'attenzione sulle normative nazionali vigenti, nonché sugli aspetti fondamentali che devono essere gestiti dal punto di vista della comunicazione.

Da ultimo, il capitolo 8 sviluppa tre analisi numeriche di dettaglio. In particolare, negli stessi mesi in cui si è svolto presente studio, la delibera 300/2017/R/eel ha avviato il processo di allargamento delle risorse che possono fornire nuova flessibilità al sistema, consentendo alle unità di consumo, alle unità di produzione non già abilitate e ai sistemi di accumulo, anche in forma aggregata, di partecipare al mercato per il servizio di dispacciamento. Il Libro Bianco, quindi, ha fatto riferimento alla nuova situazione regolatoria, utilizzando le relative modalità di

remunerazione e valori del servizio. Nelle analisi numeriche, si focalizza l'attenzione sulla praticabilità economica di iniziative di business riferite a ciascuno dei tre casi studio delineati nel capitolo 5. Nei casi approfonditi, si immagina di fornire servizi di flessibilità facendo leva sulla disponibilità di risorse locali di sostituzione. In particolare, il primo caso studio sfrutta un'esistente rete di stazioni radio base per telefonia cellulare, in cui sono presenti alimentazioni di emergenza come UPS e gruppi elettrogeni. Queste sorgenti sono sfruttate in maniera alternativa nei diversi scenari presentati. Una logica simile è adottata per quanto attiene al secondo caso studio affrontato, che riguarda un'applicazione terziaria con requisiti critici di alimentazione (un Data Center); anche in questo caso, sono presenti risorse di sostituzione (sistemi di accumulo impiegati anche con funzione di UPS, gruppi elettrogeni), e si immagina di sfruttarle in maniera combinata per offrire servizi su MSD. Il terzo caso studio trattato, infine, ha a che fare con l'impiego di un sistema di cogenerazione a servizio di un sito terziario (in particolare, un Campus universitario) per partecipare a MSD.

Il capitolo 9, infine, contiene alcune conclusioni, e alcune possibili riflessioni, anche dal punto di vista regolatorio, sullo sviluppo del ruolo della domanda nel mercato elettrico.



cap. 1

NUOVI SCENARI DI MERCATO
a cura di RSE

1.1 Evoluzione dello scenario energetico

01

1.1.1 Introduzione

Il quadro energetico mondiale continua ad attraversare una fase di profondi cambiamenti. Le mutate dinamiche economiche stanno ridisegnando la mappa dei consumi energetici, con una previsione di crescita della domanda globale di energia nei prossimi decenni profondamente disomogenea e concentrata in alcune specifiche aree geografiche.

Su questo scenario si innesta la consapevolezza dei rischi e dei costi legati ai cambiamenti climatici. La conferenza COP21, nel dicembre 2015, ha portato alla definizione dell'Accordo di Parigi che pone come obiettivo di lungo termine il contenimento dell'aumento della temperatura al di sotto dei 2°C e il perseguimento degli sforzi di limitare l'aumento a 1,5°C, rispetto ai livelli pre-industriali. L'Accordo di Parigi ha effetto dal 2020 e intende proseguire e rafforzare quanto avviato con il Protocollo di Kyoto e con il suo emendamento (Emendamento di Doha del 2012) che hanno stabilito impegni di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra da parte dei Paesi industrializzati, rispettivamente, nei periodi 2008-2012 e 2013-2020.

In questo quadro l'Unione Europea ha da tempo avviato una decisa transizione verso un sistema energetico a basse emissioni di gas climalteranti attraverso politiche orientate sia alla domanda sia all'offerta di energia. Nell'Ottobre 2014, con la decisione del Consiglio Europeo, è stato approvato il nuovo pacchetto di misure per il clima e l'energia 2030 con i seguenti obiettivi: riduzione del 40% delle emissioni di gas serra nell'UE rispetto ai livelli del 1990, aumento al 27% della percentuale di fonti rinnovabili sui consumi finali di energia e miglioramento del 27% dell'efficienza energetica (obiettivo che sarà probabilmente portato al 30% e reso vincolante dalla nuova direttiva sull'efficienza energetica, in fase di definizione, che andrà a sostituire la precedente direttiva 2012/27/CE) rispetto allo scenario di riferimento definito nel 2007.

L'Unione Europea intende così rafforzare la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio, con l'obiettivo di rendere l'economia e il sistema energetico dell'Unione più sicuri, competitivi e sostenibili.

In questo quadro si inseriscono i consumatori finali il cui ruolo nel sistema elettrico sta cambiando portandoli ad essere protagonisti attivi e non più solo utenti che ricevono un servizio.

1.1.2 Accordo di Parigi : COP21 del 2015

La 21° Conferenza delle Parti della Convenzione Quadro per la lotta contro i cambiamenti climatici (UNFCCC) si è svolta a Parigi nel 2015 e, con la decisione 1/CP21, ha adottato **l'Accordo di Parigi**.

L'Accordo definisce come obiettivo di lungo termine il contenimento dell'aumento della temperatura al di sotto dei 2°C e il perseguimento degli sforzi di limitare l'aumento a 1.5°C, rispetto ai livelli pre-industriali.

L'Accordo di Parigi è entrato in vigore il 4 Novembre 2016, ovvero 30 giorni dopo il deposito degli strumenti di ratifica da parte di almeno 55

Parti della Convenzione che rappresentano almeno il 55% delle emissioni mondiali di gas a effetto serra. Ad oggi 153 su 197 Parti della Convenzione Quadro hanno ratificato l'accordo. L'Italia ha firmato l'accordo il 22 Aprile 2016 e lo ha ratificato l'11 Novembre 2016.

Al momento dell'adesione all'Accordo ogni Paese deve predisporre e comunicare il proprio "Contributo determinato a livello nazionale" (**INDC – Intended Nationally Determined Contribution**) con l'obbligo di perseguire misure domestiche per la sua attuazione. Ogni successivo contributo nazionale (da comunicare ogni 5 anni) dovrà costituire un avanzamento rispetto allo sforzo precedentemente rappresentato con il primo contributo. I contributi determinati a livello nazionale già presentati volontariamente prima dell'approvazione dell'Accordo, saranno riconosciuti automaticamente quali primo contributo, a meno che il rispettivo Paese decida diversamente. I Paesi che hanno già formulato un contributo determinato a livello nazionale con un obiettivo al 2030, come l'Unione europea, sono chiamati a confermare o aggiornare il proprio contributo entro il 2020.

L'Accordo di Parigi ha effetto dal 2020 e intende proseguire e rafforzare quanto avviato con il **Protocollo di Kyoto** e con il suo emendamento (**Emendamento di Doha del 2012**) che hanno stabilito impegni di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra da parte dei Paesi industrializzati (nessun impegno era identificato per i Paesi in via di sviluppo), rispettivamente, nei periodi 2008-2012 e 2013-2020.

L'impegno di riduzione delle emissioni sottoscritto dalla Unione europea nell'ambito del periodo 2013-2020 coincide con l'impegno già assunto unilateralmente con l'adozione del cosiddetto pacchetto "clima-energia", ovvero una riduzione delle emissioni del 20% al 2020 rispetto ai livelli del 1990. Gli obiettivi di riduzione successivi al 2020 sono contenuti nel "Contributo determinato a livello nazionale" (INDC) dell'Unione Europea e sono pari ad una riduzione delle emissioni del 40% rispetto ai livelli del 1990.

1.1.3 Il pacchetto "clima-energia" al 2030

Gli obiettivi per il periodo 2021-2030, come stabiliti dalle conclusioni del Consiglio Europeo del 23 e 24 ottobre 2014 costituiscono il "Contributo determinato a livello nazionale" (INDC) dell'Unione Europea.

In sintesi, gli obiettivi sono:

- riduzione dei gas serra di almeno il 40% a livello europeo rispetto all'anno 1990;
- obiettivo vincolante a livello europeo pari ad almeno il 27% di consumi energetici da rinnovabili;
- obiettivo indicativo a livello europeo pari ad almeno il 27% per il miglioramento dell'efficienza energetica nel 2030 rispetto alle proiezioni dello scenario di riferimento elaborato nel 2007 dalla Commissione con il modello PRIMES.

Le citate Conclusioni stabiliscono anche che l'obiettivo di riduzione dei

gas serra sia ripartito tra i settori ETS e non-ETS con obiettivi, rispettivamente, pari al -43% e al -30% rispetto al 2005.

Per quanto riguarda l’obiettivo di riduzione nei settori non-ETS, il 20 luglio 2016 sono state presentate due proposte di Regolamento, la prima (**Regolamento “Effort Sharing”**) volta a definire le riduzioni annuali delle emissioni di gas serra per il settore non-ETS per il periodo 2021-2030, la seconda (**Regolamento LULUCF**) relativa all’inclusione delle emissioni e degli assorbimenti di gas ad effetto serra risultanti dall’uso del suolo, dal cambiamento di uso del suolo e dalla silvicoltura.

Il 30 novembre 2016, nell’ambito del “*Clean Energy for all Europeans Package*”, è stata presentata dalla Commissione anche la proposta legislativa sulla **Governance dell’Energy Union** che prevede la predisposizione di **Piani Nazionali Clima ed Energia**. Tali Piani individueranno gli obiettivi nazionali al fine di contribuire agli obiettivi europei al 2030, nonché le misure con cui si intenderà raggiungere tali obiettivi in materia di: riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, rinnovabili, efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato interno e ricerca/innovazione/competitività.

La Tabella 1.1 riassume gli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra definiti nell’ambito della politica clima-energia europea per gli anni di riferimento 2020, 2030 e 2050.

Tabella 1.1
Obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra nell’ambito della politica clima-energia europea

Riferimento	Area	Anno target	Settori	Anno riferimento	Target
2008 Climate Action and Renewable Energy Package	EU28	2020	tutti	1990	-20%
	EU28	2020	ETS	2005	-21%
	EU28	2020	non ETS	2005	-10%
	Italia	2020	non ETS	2005	-13%
2030 framework for climate and energy policies	EU28	2030	tutti	1990	-40%
	EU28	2030	ETS	2005	-43%
	EU28	2030	non ETS	2005	-30%
	Italia	2030	non ETS	2005	-33%
Roadmap for moving to a low carbon economy in 2050	EU28	2050	tutti	1990	-80% e oltre

1.1.4 Gli scenari energetici della Commissione Europea

Il raggiungimento degli obiettivi previsti dalla politica europea e, in generale, il percorso di de-carbonizzazione, richiede una radicale trasformazione del sistema energetico europeo caratterizzata da molteplici fattori e incertezze che rendono molto difficile individuare un’evoluzione univoca del sistema stesso. Quando si parla di orizzonti temporali di medio-lungo termine, l’unico approccio possibile è quindi il ricorso ad **analisi di scenario**.

Gli scenari non sono previsioni, ma rappresentano descrizioni di possibili evoluzioni alternative di un sistema basate su un set di ipotesi internamente coerenti. Il ricorso ad analisi di scenario permette di analizzare in modo integrato le diverse componenti del sistema energetico per effettuare valutazioni quantitative sulle conseguenze di obiettivi e politiche e fornire indicazioni ai decisori politici riguardo alle potenzialità di intervento nei diversi settori.

Per la pianificazione energetica di lungo termine la Commissione Europea si avvale di una suite di modelli realizzati ed utilizzati a tale scopo da E³M-Lab¹ della *National Technical University of Athens*. Gli scenari di sviluppo del sistema energetico europeo, con il dettaglio dei 28 Paesi, così sviluppati, rappresentano quindi il riferimento ufficiale per la strategia energetica europea di de-carbonizzazione e la definizione di nuovi obiettivi comunitari al 2030. È quindi particolarmente importante che ci sia una continua interazione tra gli esperti che gestiscono la suite modellistica e quelli dei diversi Stati Membri per la validazione e la discussione dei risultati.

Un'analisi di scenario parte dalla definizione di **uno scenario di riferimento**. Questo agisce come un benchmark che tiene conto nel lungo termine di azioni e politiche già definite ed implementate in un determinato sistema e serve come termine di confronto per valutare gli effetti di uno scenario "di policy", caratterizzato da politiche aggiuntive finalizzate al raggiungimento di specifici obiettivi.

Lo scenario **"EUref2016"** pubblicato a **Luglio 2016** è un aggiornamento dei precedenti scenari di riferimento² pubblicati dalla CE. Il suo orizzonte temporale, come nella precedente versione del 2013, è fino al 2050 e fornisce risultati di dettaglio per i singoli 28 Stati membri dell'UE.

Nella definizione di questo scenario si parte dal presupposto che i precedenti **obiettivi vincolanti per il 2020 saranno raggiunti** e che tutte le politiche energetiche già concordate a livello dell'UE e degli Stati membri, **al dicembre 2014**, saranno implementate. Seguendo questo approccio, lo scenario "EUref2016" aiuta gli stakeholder a capire dove le politiche energetiche attualmente adottate potrebbero portare l'Unione Europea rispetto al percorso di de-carbonizzazione definito e se sia necessario o meno intervenire con nuove misure. Lo scenario, come ci si potrebbe aspettare, mostra che per raggiungere i nuovi sfidanti obiettivi fissati per il 2030 occorrono politiche e misure aggiuntive rispetto a quelle già definite. A fine 2016 la Commissione Europea ha pubblicato un documento di valutazione dell'impatto dei nuovi obiettivi comunitari al 2030. In particolare vi sono riportati diversi scenari di policy con combinazioni di obiettivi via via più ambiziosi per la quota di rinnovabili e l'efficienza energetica. Per il presente lavoro l'attenzione si è concentrata in particolare su due **scenari di policy chiamati EUCO27 e EUCO30** [1]:

- **EUCO27:** scenario che consente di ottenere una riduzione delle emissioni di GHG di almeno il 40% (rispetto al 1990) con la ripartizione dell'obiettivo tra settore ETS (riduzione del 43%) e non-ETS (riduzione del 30%), una quota del 27% di energie rinnovabili sui consumi finali lordi e un target di efficienza energetica del 27%³.
- **EUCO30:** scenario che consente di ottenere una riduzione delle emissioni di GHG di almeno il 40% (rispetto al 1990) con la ripartizione dell'obiettivo tra settore ETS (riduzione del 43%) e non-ETS (riduzione del 30%), una quota del 27% di energie rinnovabili e un

¹ Energy-Economy-Environment Modelling Laboratory - E3MLab

² La precedente versione era il "EU Reference scenario 2013" pubblicato nel luglio 2013. La prima versione degli scenari di riferimento sviluppati per la Commissione aveva come orizzonte temporale il 2030 ed era stata pubblicata nel 2003 ed aggiornata successivamente nel 2005, 2007 e 2009.

³ Tale obiettivo è fissato rispetto ai consumi energetici proiettati nello scenario di riferimento della Commissione Europea definito nel documento: "European Energy and Transport Trends to 2030 - Update 2007", DG Energy and Transport, April 2008.

target di efficienza energetica del 30%.

Gli scenari di policy raggiungono anche il traguardo di lungo termine di riduzione delle emissioni di GHG dell'UE dell'80% rispetto ai valori del 1990 come definito dalle Roadmap pubblicate nel 2011. [2] [3]

1.1.5 Gli scenari energetici nazionali

Nell'ambito della predisposizione del proprio **Piano Nazionale Clima ed Energia** l'Italia ha avviato dal 2016 una serie di tavoli tecnici di lavoro coinvolgendo i diversi soggetti istituzionali, industriali e di ricerca coinvolti a vario titolo nello sviluppo del sistema energetico/elettrico nazionale. Uno scenario di riferimento detto **"BASE"** costruito su ipotesi omogenee con quelle dello scenario di riferimento della Commissione Europea "EU-ref2016" è stato elaborato nel 2016 da un gruppo di lavoro di scienziati italiani (RSE, ENEA, ISPRA e Politecnico di Milano) nell'ambito del **"Tavolo Decarbonizzazione dell'Economia"** coordinato dalla **Presidenza del Consiglio**. Lo scenario BASE è stato divulgato ad Ottobre 2017 su una pubblicazione RSE della linea "Colloquia" RSE [4]. Il lavoro è proseguito poi nel 2017 con l'elaborazione di **scenari di policy** a supporto della **revisione della Strategia Energetica Nazionale (SEN 2017)**⁴ [5] che mira ad ottenere una evoluzione del sistema energetico in linea con gli obiettivi comunitari, con particolare riguardo a quelli vincolanti per l'Italia, ossia la riduzione dei GHG del settore non-ETS del 33% rispetto al 2005 e quello sull'efficienza energetica (riduzione dei consumi finali di energia 2020-30 dell'1,5% annuo).

⁴ La prima edizione della SEN è stata pubblicata nel marzo 2013.

1.2 Le evoluzioni a livello europeo

1.2.1 Il mercato interno dell'energia (IEM) europeo

Il raggiungimento di un mercato interno dell'energia europeo pienamente integrato prevede un percorso condiviso di azioni e regolamenti da implementare per disegnare una nuova struttura del mercato elettrico (**Target Model**). La realizzazione di questo **nuovo modello di mercato** è attuata seguendo due strade parallele:

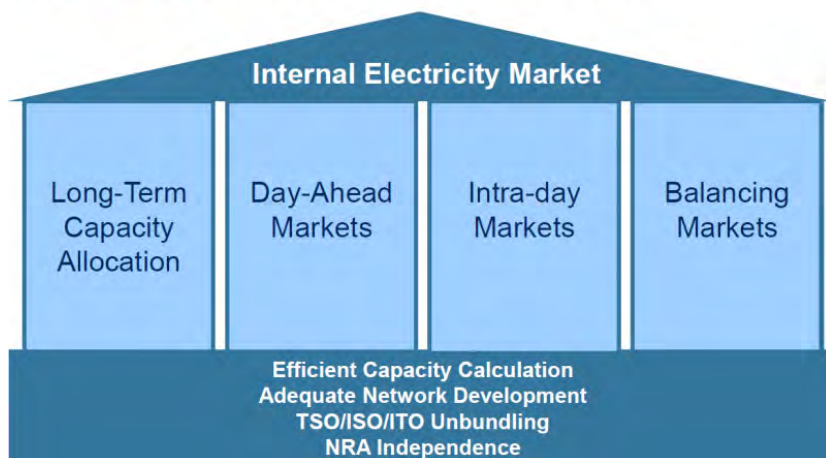
1. **dal basso verso l'alto** attraverso progetti di accoppiamento dei diversi mercati regionali;
2. **dall'alto verso il basso** attraverso codici di rete condivisi sviluppati da ACER, CE e ENTSO-E.

Il modello propone un disegno di mercato per ogni time frame (Figura 1.1): per i mercati di lungo termine, i mercati del giorno prima e i mercati intra-giornalieri e di bilanciamento.

Figura 1.1

Internal Electricity Market: the Target Model

The IEM Vision: the Target Model



1.2.2 I codici di rete europei

I “**codici di rete europei**” sono una serie di regolamenti elaborati da ENTSO-E, l’associazione dei gestori delle reti di trasmissione, con orientamenti dell’Agenzia per la cooperazione dei regolatori dell’energia (ACER), per facilitare l’armonizzazione, l’integrazione e l’efficienza dei mercati elettrici. Ogni codice di rete è parte integrante del percorso verso il completamento del **mercato interno dell’energia (IEM)** e il raggiungimento degli obiettivi energetici dell’Unione Europea.

I principali network codes e guidelines entrati in vigore:

- Codici di rete e guidelines su mercati e trading:

- Il regolamento riguardante l’assegnazione di capacità di trasmissione e la gestione delle congestioni (*CACM - Capacity Allocation and Congestion Management*), entrato in vigore il 15 agosto 2015. Le disposizioni del CACM disciplinano l’istituzione di mercati transfrontalieri day-ahead e intra-day e definiscono i metodi di calcolo della capacità d’interconnessione.
- Il regolamento riguardante l’assegnazione a termine della capacità di trasmissione (*FCA - Forward Capacity Allocation*), entrato in vigore il 17 ottobre 2016. Le disposizioni del FCA istituiscono un quadro per il calcolo e l’assegnazione della capacità di interconnessione e per le negoziazioni transfrontaliere nei mercati a termine.
- Il regolamento riguardante il bilanciamento (*EB - Electricity Balancing*) [6], entrato in vigore il 18 dicembre 2017. Le disposizioni dell’EB stabiliscono norme sul funzionamento dei mercati di bilanciamento sia nazionali che transfrontalieri, allo scopo di migliorarne l’efficienza.

- Codici di rete e guidelines per la gestione del sistema e per le connessioni:

- Il regolamento riguardante la gestione operativa del sistema di trasmissione dell’energia elettrica (*SO - System Operation*), entrato in vigore il 14 settembre 2017. Le disposizioni del SO stabiliscono un quadro per il mantenimento di un funzionamento sicuro del sistema di trasmissione interconnesso in tempo reale.
- Il regolamento riguardante la gestione in emergenza ed il ripristino del sistema elettrico (*ER - Emergency and Restoration*), entrato in vigore il 18 dicembre 2017. Le disposizioni dell’ER stabiliscono norme relative alla gestione del sistema di trasmissione dell’energia elettrica nelle condizioni di emergenza, blackout e riaccensione, al fine di riportare il sistema al normale stato di funzionamento.
- Il regolamento contenente norme relative alla connessione alla rete di unità di consumo (*DCC - Demand Connection*), entrato in vigore il 7 settembre 2016.
- Il regolamento riguardante i requisiti di connessione alla rete di generatori (*RfG - Requirements for Generators*), entrato in vigore il 17 maggio 2016.
- Il regolamento riguardante i requisiti per la connessione alla rete di sistemi di trasmissione in corrente continua ad alta tensione (*HVDC - High-Voltage Direct Current*), entrato in vigore il 28 settembre 2016.

Tra i codici di rete più rilevanti nel contesto del presente studio è l'“*Electricity Balancing*”, di cui si riporta nel seguito una breve descrizione.

1.2.3 EB - *Electricity Balancing*

Il raggiungimento di un **mercato europeo integrato del bilanciamento**, obiettivo del network code su Electricity Balancing [6], costituisce il tassello finale per la creazione di un mercato europeo unico dell'energia elettrica, a valle dell'integrazione già raggiunta nel segmento day-ahead con il market coupling e della futura integrazione dei mercati intra-day prevista dal network code CACM.

Nel network code EB il modello di dispacciamento di riferimento è il “*Self Dispatch*”, più diffuso a livello europeo. Il modello *Central Dispatch* in vigore in Italia è tuttavia ammesso come eccezione.

Nel network code si consente l'aggregazione degli impianti di consumo, degli impianti di stoccaggio dell'energia e degli impianti di generazione in un'area di programmazione per offrire servizi di bilanciamento; inoltre, si definisce l'obbligo, se giustificato, di rendere disponibile in questo mercato tutta la capacità di riserva residua eventualmente disponibile.

Si stabilisce, inoltre, che entro sei mesi dall'entrata in vigore del regolamento, i TSO debbano elaborare:

- una proposta relativa al quadro di attuazione di una piattaforma europea per lo scambio di energia di bilanciamento fornita dalle riserve di sostituzione; tale piattaforma europea deve applicare un modello TSO-TSO multilaterale con un merit order comune delle offerte presentate dai partecipanti al mercato;
- una proposta relativa al quadro di attuazione per una piattaforma europea per il processo di compensazione degli sbilanciamenti tra aree (“imbalance netting”).

Inoltre, entro un anno dall'entrata in vigore del regolamento, i TSO dovranno elaborare una proposta relativa al quadro di attuazione per una piattaforma europea per lo scambio di energia di bilanciamento fornita dalle riserve per il ripristino della frequenza, sia con attivazione manuale che con attivazione automatica.

Chiaramente, per poter sviluppare tali piattaforme, è necessario armonizzare i mercati di bilanciamento nazionali, in primo luogo armonizzando l'orario di chiusura delle sessioni di contrattazione, che, nel caso Central Dispatch, devono risultare distanti non più di 8 ore dal tempo reale, nonché i prodotti contrattati, che devono essere standard a livello europeo (è comunque ammessa l'esistenza di prodotti specifici da contrattare solo a livello nazionale).

Una parte importante di tale regolamento riguarda la metodologia di determinazione del prezzo dell'energia di bilanciamento, che deve essere basata sul System Marginal Price (a differenza del mercato italiano attuale, basato sul metodo pay-as-bid), da calcolare assicurando che le offerte di energia di bilanciamento attivate per gestire congestioni interne non concorrano a determinare il prezzo.

Il regolamento inoltre non prevede limiti (cap e floor) ai prezzi delle offerte per l'energia di bilanciamento (se non per ragioni algoritmiche), che possono quindi essere anche negativi, contrariamente a quanto accade oggi in Italia.

1.2.4 Il “Clean Energy Package” e il ruolo del consumatore

Il 30 novembre 2016 è stato presentato un nuovo pacchetto di proposte chiamato **“Clean Energy for all Europeans Package”** che interessa i settori delle fonti rinnovabili, dell'efficienza energetica, del mercato elettrico, della governance dell'Unione e della mobilità.

Il pacchetto pone inoltre particolare enfasi sul ruolo dei consumatori, che **saranno i protagonisti centrali nei mercati dell'energia del futuro.**

In tutta l'UE i consumatori disporranno in futuro di una migliore scelta di fonti di approvvigionamento, potranno accedere a strumenti affidabili per il confronto dei prezzi dell'energia e avranno la possibilità di produrre e vendere energia autonomamente. La maggiore trasparenza e una migliore regolamentazione offrono alla società civile maggiori opportunità di partecipazione e di rispondere ai segnali di prezzo. La Commissione propone di riformare il mercato dell'energia per rafforzare la posizione dei consumatori e permettere loro di controllare maggiormente le loro scelte in ambito energetico. Per le imprese questo si traduce in una maggiore competitività, mentre per i cittadini implica una migliore informazione, possibilità di diventare più attivi sul mercato dell'energia e controllarne maggiormente i costi.

Il primo passo per mettere i consumatori al centro dell'Unione dell'energia consiste nel fornire loro informazioni migliori sul loro consumo energetico e sui relativi costi. Le proposte danno ai consumatori il diritto di usufruire di contatori intelligenti, fatture chiare e condizioni più agevoli per cambiare fornitore, oltre a rendere più conveniente tale passaggio eliminando le relative penali. Per quanto concerne i prezzi per gli utenti finali, le tendenze sono diverse: il ribasso dei prezzi dell'energia, verificatosi grazie alla diffusione delle fonti rinnovabili, è stato riassorbito in parte dall'aumento dei costi di rete e degli oneri di incentivazione.

Le modifiche normative introdotte dal pacchetto e il passaggio da una produzione convenzionale centralizzata a mercati decentralizzati, intelligenti e interconnessi aiuteranno i consumatori a produrre la propria energia, stoccarla, condividerla, consumarla o rivenderla al mercato direttamente o in qualità di cooperative di energia.

I consumatori potranno gestire la domanda di energia direttamente o tramite nuovi soggetti del mercato come gli aggregatori di energia. Generalmente solo i soggetti più grandi, come ad esempio i clienti industriali, riescono infatti a vendere la propria flessibilità sul mercato elettrico. Vi sono differenti barriere che limitano l'accesso ai mercati per i clienti residenziali e commerciali più piccoli, con costi di partecipazione troppo elevati se gestiti a livello individuale. L'aggregazione di più utenti può quindi offrire l'opportunità di sfruttare il loro piano potenziale di flessibilità.

L'aggregazione è definita come l'atto di raggruppare soggetti distinti di

un sistema elettrico (consumatori e/o produttori) per agire come un'unica entità che opera nei mercati elettrici (sia all'ingrosso sia al dettaglio) per la vendita e l'acquisto di energia.

Un aggregatore si può quindi definire come un soggetto che agisce come intermediario tra gli utenti finali e/o gestori di impianti di generazione distribuita e tutti gli altri attori del sistema elettrico che desiderano servire questi utenti finali o sfruttare i loro servizi. La definizione di aggregatore può essere limitata o ampliata a seconda delle regole che definiscono i ruoli e le attività che gli aggregatori possono svolgere in un determinato mercato e sistema elettrico.

1.3 Bibliografia

[1] E3MLab & IIASA: *“Technical report on Member State results of the EUCO policy scenarios”*, December 2016.

[2] *“Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050”*, (COM(2011)112), 2011.

[3] *“Energy Roadmap 2050”*, (COM/2011/885), 2011.

[4] RSE Colloquia: *“Decarbonizzazione dell'economia italiana - Scenari di sviluppo del sistema energetico nazionale”*, Ottobre 2017, <http://www.rse-web.it/colloquia/Decarbonizzazione-dell-rsqoeconomia-italiana--n-dash-Scenari.page>

[5] Strategia Energetica Nazionale 2017, <http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/198-notizie-stampa/2037347-strategia-energetica-nazionale-oggi-la-presentazione>

[6] Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R2195&from=EN>



cap. 2

**L'APPROVVIGIONAMENTO DI RISORSE PER
IL DISPACCIAMENTO IN ITALIA:
SCENARIO ATTUALE**

a cura di RSE

02

L'approvvigionamento di risorse per il dispacciamento in Italia: scenario attuale

L'energia elettrica richiesta dalle utenze dev'essere generata, trasportata e distribuita fino al punto di prelievo. La generazione è affidata a impianti di produzione che sfruttano diverse fonti primarie (combustibile fossile, fonte rinnovabile); tali impianti possono immettere l'energia prodotta direttamente nella rete in alta/altissima tensione oppure in quella di distribuzione. Il trasporto sulla rete di trasmissione e distribuzione realizza la consegna dell'energia all'utente finale e perciò tale servizio (pubblico) deve essere svolto in condizioni di *sicurezza, affidabilità ed efficienza* [1]. Questo compito è assegnato alla figura del gestore di rete; in particolare, il servizio di trasporto sulla rete di trasmissione è in capo al gestore della rete di trasmissione, mentre quello sulla rete di distribuzione è assegnato al distributore. Il primo si preoccupa di raccogliere l'energia elettrica immessa dagli impianti di produzione e di trasportarla sulla rete di trasmissione fino al punto di consegna o fino al punto di scambio con la rete di distribuzione (Cabina Primaria - CP); il secondo ha invece il compito di trasportare fino al punto di consegna in media/bassa tensione l'energia prelevata dalla CP oppure di evacuare, anche verso la rete di trasmissione, quella immessa dagli impianti di produzione connessi alla rete di distribuzione.

L'attività in capo al gestore di rete consiste in un costante monitoraggio e controllo, in tempo reale, di tutti i componenti che formano l'infrastruttura di trasporto (impianti, apparecchiature di misura e protezione), oltre che in un'accurata programmazione dell'esercizio e pianificazione dello sviluppo della rete di trasporto. In particolare, il gestore della rete di trasmissione ha il principale onere di movimentare tutte le risorse necessarie al controllo e alla gestione in sicurezza dell'intero sistema elettrico, impartendo ordini agli impianti di produzione e prelievo sia in tempo reale che in sede di programmazione dell'esercizio (attività di dispacciamento).

Le risorse richieste dal gestore di rete per effettuare il dispacciamento consistono nella disponibilità dell'impianto abilitato a variare entro un opportuno margine, in modo automatico oppure su comando (ordine di dispacciamento), la potenza attiva e reattiva scambiata con la rete, a seconda delle esigenze presentate dal sistema, come ad esempio la regolazione di frequenza/tensione oppure la mitigazione di alcuni fenomeni indesiderati (es. congestione di rete, risalita dei flussi di potenza). Tali risorse, di ausilio essenziale per la sicurezza di esercizio dell'intero sistema, sono indicate come servizi ausiliari¹ [2] [3] oppure come risorse per il dispacciamento o servizi di sistema [4].

Nel contesto regolatorio attuale il distributore non ha il mandato di inviare ordini di dispacciamento oppure di approvvigionare risorse di regolazione come avviene con il gestore della rete di trasmissione. Pertanto le risorse di cui il distributore dispone sono indicate genericamente come *servizi della rete*, finalizzate ad evitare degrado nella qualità del servizio e a garantire la sicurezza in ogni condizione di esercizio della rete in media/alta e bassa tensione [5]. Di seguito vengono descritti la struttura ed il funzionamento del mercato elettrico, dove vengono contrattati anche i servizi ausiliari e, a seguire, i servizi ausiliari stessi attualmente richiesti dal gestore di rete nazionale Terna.

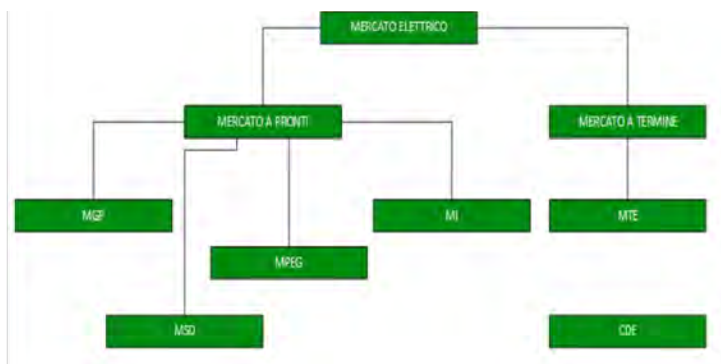
¹ Il termine in inglese *ancillary services* trova spesso una corrispondenza in "servizi ausiliari".

2.1 La struttura e il funzionamento del mercato elettrico

Il mercato elettrico in Italia è stato liberalizzato a valle dell'approvazione del Decreto Legislativo 79/99, come parte di un processo di recepimento della Direttiva Europea 96/92/EC concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica. Questo decreto, che definisce l'inizio della riforma strutturale nel settore elettrico italiano, risponde alle necessità, da un lato, di promuovere la concorrenza e, dall'altro, di massimizzare la trasparenza e l'efficienza dei monopoli naturali. In accordo ai contesti di libero mercato, le attività di produzione, trasmissione, distribuzione e vendita di energia sono state separate in entità societarie distinte (c. d. processo di *unbundling*).

Il mercato elettrico, in termini di piattaforme di contrattazione, come mostrato in Figura 2.1, si articola nel Mercato Elettrico a Pronti (MPE), nella piattaforma per la consegna fisica dei contratti finanziari conclusi sull'I-DEX - CDE²³ e nel Mercato a Termine dell'Energia Elettrica (MTE). Oltre a tali mercati, vi è la possibilità di scambiare energia attraverso contratti bilaterali (*Over The Counter - OTC*).

Figura 2.1
Struttura del mercato elettrico italiano (fonte: GME).



L'entità responsabile di gestire il mercato elettrico è il Gestore del Mercato Elettrico (GME). Diversamente da altri mercati energetici in Europa, dove solo prezzi e quantità di energia sono scambiati, il mercato elettrico italiano è un mercato fisico reale dell'energia, attraverso il quale sono definiti iniezioni e prelievi.

L'MPE, in particolare, è composto da differenti mercati:

- il Mercato dei Prodotti Giornalieri (MPEG) con negoziazione di profili di consegna di tipo base load o peak load;
- il Mercato del Giorno Prima (MGP) con scambi di blocchi orari di energia per il giorno successivo;
- il Mercato Infragiornaliero (MI) per modifiche ai programmi definiti nel MGP;
- il Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) suddiviso in MSD Ex-Ante e Mercato del Bilanciamento (MB).

² Italian Derivatives Exchange - IDEX.

³ Consegna Derivati Energia - CDE

Figura 2.2
Tempistiche delle sessioni dei Mercati a Pronti dell'Energia (fonte: GME).

		TEMPISTICHE DELLE ATTIVITÀ SUL MPER RELATIVE AL GIORNO D															
Giorno di riferimento		D-1				D											
		MGP	MI	MI2	MSD1	MI1	MI2	MSD2	MI2	MI4	MSD3	MI3	MI5	MSD4	MI4	MI6	MSD5
Informazioni preliminari		11.30	15.00	16.30	n.d.	n.d.	23.45*	n.d.	n.d.	3.45	n.d.	n.d.	7.45	n.d.	n.d.	11.15	n.d.
Apertura seduta		08.00**	12.55	12.55	12.55	17.30*		22.30*	17.30*		22.30*	17.30*		22.30*	17.30*		22.30*
Chiusura seduta		12.00	15.00	16.30	17.30	23.45*		3.00	3.45		7.00	7.45		11.00	11.15	15.00	15.45*
Esiti provvisori		12.42	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Esiti definitivi		12.55	15.30	17.00	21.45	#	0.15	2.15	#	0.15	6.15	#	0.15	10.15	#	11.45	14.15

** l'ora si riferisce al giorno D-9
 * l'ora si riferisce al giorno D-1
 # Si utilizzano le offerte presentate sul MSD1
 # Disciplina del dispacciamento

Il Mercato del Giorno Prima (MGP) è tipicamente il mercato più importante, in termini di volumi di energia scambiati e di significatività dei prezzi risultanti. Tale mercato non è a partecipazione obbligatoria, in quanto, come detto, vi è la possibilità di stipulare contratti bilaterali (OTC) al di fuori del perimetro del mercato.

Nell'ambito del MGP produttori, grossisti e consumatori possono comprare e vendere energia elettrica per ogni ora del giorno successivo presentando offerte di vendita/acquisto di energia nelle relative sessioni di mercato. La sessione rilevante per il giorno D inizia alle 08:00 del giorno D-9 e chiude alle 12:00 del giorno D-1 (cioè il giorno prima). Le offerte presentate consistono in coppie di valori (quantità e prezzo dell'energia elettrica). In questo mercato, così come nel MI, la rete di trasmissione è rappresentata solo attraverso "zone", che dividono la rete in porzioni differenti collegate da corridoi con limiti di transito di energia definiti da Terna, il gestore della rete. Tali limiti sono calcolati attraverso modelli basati su bilanci tra generazione e consumo in differenti scenari, tenendo in considerazione l'impatto di possibili fuori servizio di elementi di rete, al fine di assicurare che il criterio di sicurezza N-1 sia rispettato.

Le attuali zone geografiche sono sei: Nord, Centro-Nord, Centro-Sud, Sud, Sicilia e Sardegna (come mostrato in Figura 2.3). Alle sei zone si aggiungono i 4 "poli di produzione limitata" di Foggia, Brindisi, Rossano e Priolo, che corrispondono ad impianti di generazione che, per vincoli di rete, non possono immettere la loro massima produzione. In caso di "congestione di rete", ossia in caso l'accettazione delle offerte presentate al mercato in base al solo ordine di merito economico comporti il superamento dei vincoli di trasporto tra zone e poli, l'algoritmo di risoluzione del mercato determina un diverso schema di accettazione delle offerte zona per zona, in modo tale da rispettare i vincoli di trasporto e determinando prezzi di vendita dell'energia diversi tra zone caratterizzate da interconnessioni congestionate. I prezzi sono determinati con il meccanismo del System Marginal Price, ossia corrispondono al prezzo dell'offerta più costosa accettata dal mercato. Il prezzo di acquisto è invece sempre uguale in tutte le zone (PUN – Prezzo Unico Nazionale) e corrisponde alla media dei prezzi zionali, pesata sulla domanda di ciascuna zona.

Figura 2.3

Zone geografiche nazionali modellate in MGP (fonte: Piano di Sviluppo 2017 di Terna).



Il **Mercato Infragiornaliero (MI)** consente invece agli operatori di apportare modifiche ai programmi definiti nel MGP attraverso ulteriori offerte di acquisto o vendita, allo scopo di rendere tali programmi congruenti con i vincoli tecnici degli impianti o di aggiornarli in seguito a previsioni più accurate, in quanto effettuate più a ridosso del tempo reale. Come mostrato in Figura 2.2, MI si articola in 7 sessioni.

Il **Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)** è lo strumento attraverso il quale Terna si approvvigiona delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema (risoluzione delle congestioni intrazonali, creazione dei margini di riserva di energia, bilanciamento in tempo reale). Sul MSD Terna agisce come controparte centrale e le offerte accettate vengono remunerate al prezzo presentato (*pay-as-bid*).

Il MSD si articola in una fase di programmazione (MSD Ex-Ante) e nel Mercato del Bilanciamento (MB) in tempo reale. Il MSD Ex-Ante e il MB si svolgono in 6 sessioni, secondo quanto previsto nella disciplina del dispacciamento (Figura 2.2).

In MSD possono essere presentate offerte per riserva secondaria, che in tempo reale vengono accettate pro quota in maniera automatica dal regolatore di riserva secondaria, e offerte per altri servizi, utilizzate per creare i margini di riserva necessari e risolvere le congestioni intrazonali.

Inoltre, vi sono due ulteriori tipi di offerte: offerta di accensione e offerta di cambio assetto. Tali offerte sono accettate (e quindi remunerate) nel caso in cui in MSD si renda necessario un'accensione di un impianto (o un cambio del numero di turbogas accesi in un ciclo combinato a gas naturale) ulteriore rispetto al profilo definito nei mercati a monte.

2.2 Le risorse richieste per il dispacciamento

Il servizio di fornitura dell'energia elettrica deve avvenire secondo adeguati standard di sicurezza, affidabilità, qualità, continuità ed efficienza. A tale fine la figura preposta alla gestione e al controllo del sistema di trasmissione deve assicurare l'equilibrio istantaneo fra domanda e generazione rispettando i limiti operativi delle principali grandezze elettriche che descrivono il funzionamento dell'intero sistema (tensione, corrente, frequenza, ecc.), anche in condizioni di grandi perturbazioni (incidenti rilevanti). In particolare, il servizio di trasporto deve poter avvenire rispettando un opportuno profilo del livello di tensione in tutti i nodi elettrici, mantenendo la frequenza di rete al valore di riferimento (50 Hz) e senza violazione dei limiti di trasporto della rete. Perciò il gestore di rete dispone per il sistema un controllo sia della tensione che della frequenza e le opportune risorse da impiegare, anche in situazioni gravi (es. blackout), con modalità e caratteristiche tecniche specificate nelle regole di dispacciamento. L'approvvigionamento di tali risorse può avvenire tramite un apposito mercato di scambio dei servizi ausiliari, come il MSD in Italia, oppure senza contrattazione di sorta (in questo caso il servizio ausiliario è reso disponibile all'atto della connessione in rete e quindi attivabile durante le ore di funzionamento). Inoltre, la risorsa può essere remunerata sulla base di un'offerta prezzo/quantità sul mercato dei servizi oppure mediante un meccanismo di remunerazione in forma amministrata, oppure senza remunerazione, in quanto il servizio va obbligatoriamente fornito.

Di seguito si riporta una sintesi delle risorse ausiliarie attualmente richieste dal gestore di rete nazionale Terna per garantire il bilanciamento in sicurezza del sistema, anche in occasioni di eventi rilevanti, suddivise per (vedi Figura 2.4):

- risorse scambiabili sul MSD;
- risorse non scambiabili sul mercato.

.....
⁴ Vedere Glossario del Codice di rete.

Si osserva che, ai fini della partecipazione al servizio ausiliario richiesto in accordo con le regole di dispacciamento in vigore, si fa riferimento quasi esclusivamente all'unità di produzione (UP), costituita da una o più sezioni comprendenti uno o più gruppi di generazione⁴.

Figura 2.4
Mapa delle risorse per il servizio di dispacciamento nell'assetto attuale [6].



2.2.1 Risorse richieste scambiabili sul MSD

2.2.1.1 Risorse per la risoluzione delle congestioni in fase di programmazione

Le offerte accettate di acquisto/vendita sul MGP e sul MI devono risultare compatibili con i limiti di transito sulla rete rilevante definiti dal gestore di rete. Qualora l'esito del MGP e MI produca la violazione di qualche limite di transito intrazonale il gestore di rete richiede agli impianti di produzione abilitati e disponibili di modificare i propri programmi di immissione.

La risorsa richiesta sul mercato MSD Ex-Ante consiste nella disponibilità da parte dell'impianto di produzione ad effettuare una variazione, in aumento oppure in diminuzione, del livello di immissione programmato su MGP o MI. L'impianto abilitato è obbligato a rendere disponibile il margine residuo rispetto alla potenza minima e massima, a valle della definizione del programma di immissione su MGP/MI.

2.2.1.2 Risorse per la riserva secondaria di potenza

Ogni volta che si verifica un improvviso sbilancio di potenza attiva nel sistema elettrico la frequenza di rete tende a discostarsi dal valore di riferimento (50 Hz). L'intervento immediato della regolazione primaria e secondaria di frequenza permette al sistema di riportarsi alle condizioni iniziali di pre-evento. Un'insufficiente azione di ripristino del valore della

frequenza può risultare estremamente rischiosa per la stabilità di funzionamento del sistema, soprattutto se si verifica un successivo evento di grande perturbazione, compromettendo così il servizio di alimentazione delle utenze. Onde evitare questa eventualità in tempo reale, il gestore di rete chiede anticipatamente, alle unità di produzione che si rendono disponibili ad effettuare il servizio richiesto, di mettere a disposizione un margine di potenza da utilizzare all'occorrenza in tempo reale per il ripristino della frequenza di rete al suo valore pre-evento.

La risorsa richiesta sul mercato MSD Ex-Ante consiste in una banda di riserva secondaria a salire e a scendere (espressa come due semi-bande simmetriche). Ogni unità di produzione abilitata è tenuta a rendere disponibile una banda minima (riserva secondaria minima).

2.2.1.3 Risorse per la riserva terziaria di potenza

Il sistema elettrico deve essere in grado, in qualsiasi momento, di far fronte a variazioni rapide (istantanee) o lente sia della generazione (non programmabile) che del carico. Il rischio di non poter fronteggiare uno squilibrio aumenta soprattutto dopo l'accadimento di un evento rilevante in quanto una parte significativa delle risorse di regolazione potrebbe essere già stata impegnata. In pratica, il sistema potrebbe avere un'insufficiente capacità di regolazione. Onde evitare questa eventualità di squilibrio in tempo reale, il gestore di rete chiede anticipatamente, alle unità di produzione che si rendono disponibili ad effettuare il servizio richiesto, di mettere a disposizione ulteriori margini (rispetto alla riserva secondaria e primaria). In particolare, sul mercato MSD Ex-Ante la risorsa richiesta si articola in:

- riserva terziaria a salire: margine ad aumentare l'immissione;
- riserva terziaria a scendere: margine a diminuire l'immissione.

In base ai tempi di risposta e di intervento richiesti, la riserva terziaria si suddivide in due tipologie, terziaria pronta e terziaria di sostituzione. La prima ha il principale scopo di ricostituire la banda di riserva secondaria e di mantenere il bilancio di sistema in caso di variazioni rapide di fabbisogno (es. durante le ore di rampa del carico). La seconda ha lo scopo di ricostituire la riserva terziaria pronta e di fronteggiare scostamenti del fabbisogno e dell'immissione da fonti rinnovabili non programmabili, oltre che di compensare eventuali avarie prolungate di gruppi di generazione.

2.2.1.4 Risorse di bilanciamento

La gestione in tempo reale del sistema da parte del gestore di rete avviene assicurando, in ogni istante, l'equilibrio fra carico e generazione. Onde evitare un'eventualità di squilibrio nel sistema, il gestore di rete dispone, in tempo reale, la modifica del livello di immissione delle unità di produzione selezionate precedentemente sul mercato MSD Ex-Ante per la riserva terziaria oppure di quelle selezionate sul Mercato di Bilanciamento – MB per il servizio di bilanciamento in tempo reale. In particolare le risorse di bilanciamento sono utilizzate per risolvere le seguenti criticità:

- mantenere l'equilibrio tra immissioni e prelievi;
- risolvere congestioni di rete;
- ripristinare corretti margini di riserva secondaria.

La risorsa richiesta sul mercato MSD/MB consiste nella disponibilità ad

effettuare, in tempo reale, una modifica del livello di immissione da parte dell'unità di produzione.

2.2.2 Risorse richieste non scambiabili su MSD

Si tratta, in generale, di risorse che, per ragioni tecniche e di sicurezza per l'intero sistema, l'impianto è tenuto a rendere disponibili all'atto della connessione alla rete e quindi utilizzabili durante le ore di funzionamento, quali:

- a. risorse che prevedono tipicamente uno scambio continuativo di energia con la rete
 - risorse per la riserva primaria di frequenza;
 - risorse per la regolazione primaria di tensione;
 - risorse per la regolazione secondaria di tensione;
- b. risorse che sono riconducibili principalmente ad eventi rari di perturbazione
 - risorse per l'utilizzo del telescatto;
 - risorse per il rifiuto del carico;
 - risorse per la partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico;
 - risorse per il servizio di interrompibilità del carico.

Di particolare interesse sono le risorse che il gestore chiede per la regolazione primaria di frequenza e per la regolazione primaria/secondaria di tensione in quanto comportano da parte dell'impianto uno scambio continuativo di energia verso la rete. Le altre risorse, invece, come quelle di supporto ad una riaccensione del sistema oppure quelle di riduzione controllata del carico, sono riconducibili a situazioni che si verificano di rado nel sistema e quindi tali risorse sono difficilmente valorizzabili economicamente.

Una descrizione più dettagliata di ciascuna delle risorse citate, che non sono attualmente trattate sul mercato dei servizi ausiliari, ma che in prospettiva potrebbero configurarsi come nuovi servizi da proporre sul mercato MSD, sarà fornita nelle successive sezioni.

2.2.3 Requisiti tecnici minimi

L'abilitazione alla fornitura delle risorse per il servizio di dispacciamento comporta il soddisfacimento da parte dell'impianto di alcuni requisiti minimi funzionali e prestazionali, come specificato nelle attuali regole di dispacciamento elaborate dal gestore di rete (Terna). In particolare, per quanto riguarda le risorse scambiabili sul mercato MSD una prima

condizione è posta sulla taglia [6]: l'impianto, ai fini della rilevanza per il dispacciamento, deve esibire per ogni unità di produzione una potenza nominale non inferiore a 10 MVA. Inoltre, la fonte primaria non dev'essere rinnovabile non programmabile, cioè sono esclusi gli impianti che utilizzano le seguenti fonti primarie: energia solare, energia eolica, energia da moto ondoso, energia geotermica ed energia idraulica da acqua fluente, unitamente alla generazione distribuita e alle unità di consumo. In pratica possono partecipare alla negoziazione sul MSD solo le unità di produzione rilevanti programmabili. Limitatamente alle unità di produzione idroelettriche, si richiede anche un rapporto tra energia massima erogabile in una giornata e potenza massima pari ad almeno 4 ore, escludendo così gli impianti a bacino di piccola taglia.

In relazione invece al tipo di servizio richiesto il codice di rete prevede ulteriori disposizioni per l'abilitazione alla fornitura tramite MSD, quali ad esempio il requisito di gradiente minimo, di tempo massimo per il cambio assetto, ecc. In particolare, il requisito di gradiente minimo richiede che l'impianto sia in grado di:

- iniziare a variare, in aumento o in decremento, la potenza entro 5 minuti dalla richiesta (servizio di riserva secondaria e terziaria, servizio di bilanciamento);
- variare, in aumento o in decremento, la potenza di almeno 10 MW entro 15 minuti dalla richiesta (servizio per la risoluzione delle congestioni, servizio di riserva secondaria e terziaria);
- variare, in aumento o in decremento, la potenza di almeno 3 MW entro 15 minuti dalla richiesta (servizio di bilanciamento);
- variare, in aumento o in decremento, la potenza di almeno 50 MW entro il minuto dalla richiesta (servizio di riserva terziaria pronta);
- variare, in aumento o in decremento, la potenza entro 120 minuti dalla richiesta (servizio di riserva terziaria di sostituzione).

Infine, all'impianto è richiesto di poter mantenere l'erogazione del servizio per almeno 2 ore (riserva secondaria) o senza limiti di tempo (riserva terziaria).

⁵ Nel documento DCO n. 557/13 Terna rileva una conformità parziale dei termoelettrici nei riguardi del requisito di gradiente minimo di 50 MW/min per la partecipazione ai servizi di riserva terziaria pronta

2.2.4 Potenza rilevante abilitata sul MSD

Alla luce dei requisiti minimi richiesti per la partecipazione al MSD è interessante una quantificazione della potenza massima abilitata alla fornitura delle risorse per il dispacciamento.

Nel periodo 2010-2014 di massimo sviluppo della tecnologia fotovoltaica, la potenza massima abilitata sul MSD è diminuita da 75,75 GW a 70,06 GW; la sola componente termoelettrica si è ridotta a 56,5 GW circa, pur rappresentando ancora una quota importante (80÷83%) [7]. Tuttavia, considerato il fatto che negli ultimi anni la capacità totale da ter-

moelettrico disponibile è stimabile in 56 GW [8] per effetto della capacità termoelettrica dismessa, si può ritenere la potenza attualmente disponibile quasi interamente abilitata sul MSD e quindi conforme alle direttive del codice di rete⁶ [9].

Più nel dettaglio, la capacità produttiva attualmente disponibile da termoelettrico può essere suddivisa in:

- 35,2 GW da cicli combinati;
- 1,14 GW da turbogas a ciclo aperto;
- 5 GW da ciclo ripotenziato;
- 13,71 da ciclo tradizionale a vapore.

La capacità idroelettrica rilevante e abilitata sul MSD è invece rimasta praticamente immutata e pari al valore di circa di 13 GW di cui 4 GW da impianti di pompaggio puro.

Dal punto di vista della flessibilità di esercizio, sul MSD partecipano circa 5 GW di impianti molto flessibili (turbogas e pompaggi) e circa 35 GW di cicli combinati.

Si osserva che l'aumento della quota di FER (Figura 2.5) sul consumo interno lordo nazionale (CIL) determina un aumento del fabbisogno di risorse di regolazione (come mostrato in Figura 2.6 per la riserva secondaria e terziaria); a ciò si accompagna una riduzione di capacità da termoelettrico convenzionale disponibile sul MSD per fornire tali risorse, il che contribuisce ad aumentare la spesa di approvvigionamento delle risorse stesse sul MSD (*c. d. uplift*), come mostrato per gli anni recenti⁶ in Figura 2.5.

⁶ Non sono stati resi disponibili i dati per gli anni 2015, 2016 e 2017.

Figura 2.5

Andamento della componente "uplift" (gettito, consuntivo) e del rapporto produzione FER/consumo interno lordo nazionale (CIL) nel periodo 2010-2014.

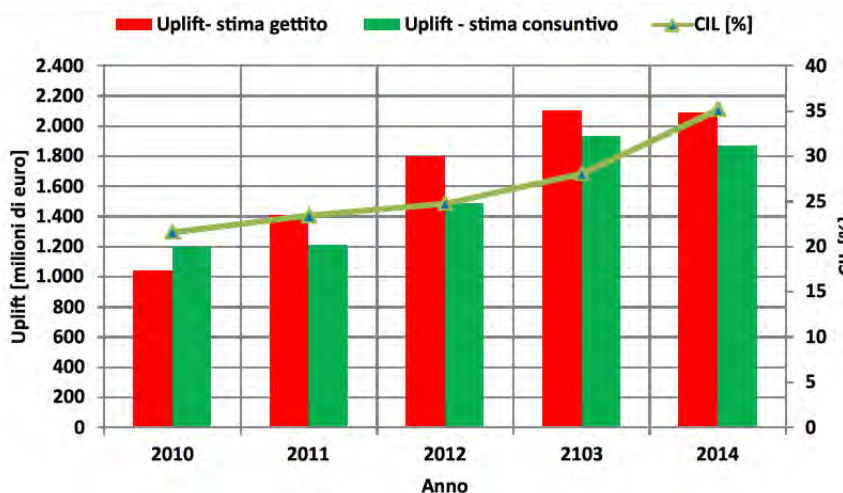
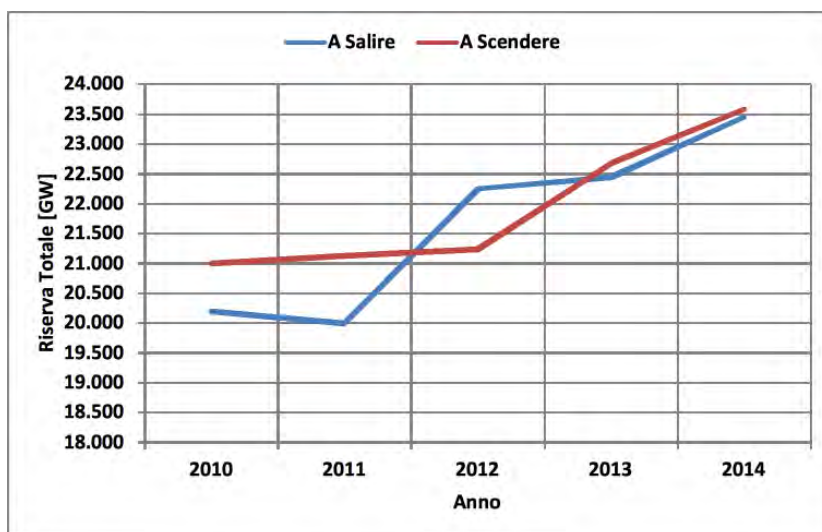


Figura 2.6

Andamento del fabbisogno di riserva totale (terziaria + secondaria), a salire e scendere, nel periodo 2010-2014 (fonte: elaborazione RSE su dati AEEGSI).



2.3 Bibliografia

[1] Direttiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE. Articolo 12 (Compiti dei gestori del sistema di trasmissione) alla lettera (d) e articolo 25 (Compiti dei gestori del sistema di distribuzione) al comma 1.

[2] Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, Attuazione della direttiva

96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 75 del 31 marzo 1999. Articolo 2 (Definizioni) al comma 22.

[3] Direttiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE. Articolo 2 (Definizioni) al comma 17.

[4] Terna, Codice di Rete (2017), Capitolo 1 – Sezione B; Capitolo 4.

[5] Norma CEI 0-16 e Norma CEI 0-21.

[6] Terna, Codice di Rete (2017), Capitolo 4.4 – Risorse per il dispacciamento.

[7] Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI), Rapporto annuale dell'autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico in materia di monitoraggio dei mercati elettrici a pronti, a termine e dei servizi di dispacciamento: consuntivo 2014, Rapporto 630/2015/I/EEL, 17 dicembre 2015.

[8] Terna, "Piano di Sviluppo della Rete Elettrica Nazionale 2017", <https://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/pianodisviluppodellarete/pianidisviluppo.aspx>.

[9] Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI), Mercato dell'energia elettrica. Revisione delle regole per il dispacciamento – orientamenti finali, Documento per la consultazione 557/2013/R/EEL, 5 dicembre 2013.



cap. 3

**MERCATO ELETTRICO:
ANALISI PREZZI E QUANTITA'**

a cura di RSE e Politecnico di Milano

Mercato elettrico: analisi prezzi e quantità

03

Come descritto nel Capitolo 2, il MSD è un mercato più complesso e articolato rispetto al MGP. Sul MSD Terna stipula i contratti di acquisto e vendita ai fini dell'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento e agisce come controparte centrale delle negoziazioni. Sul MSD le offerte possono essere riferite solo alle unità abilitate e devono essere presentate solo dai rispettivi e diretti Utenti del Dispacciamento (UdD). Tutte le offerte accettate vengono remunerate al prezzo di presentazione (metodologia pay-as-bid, probabilmente destinata a cambiare in futuro, in accordo con il target model europeo).

Il mancato rispetto degli impegni fisici costituisce uno sbilanciamento (in ciascun periodo rilevante¹, lo sbilanciamento effettivo relativo a ciascun punto di dispacciamento è pari al saldo fisico del relativo Conto di Sbilanciamento Effettivo²) che viene bilanciato mediante il ricorso ad azioni di modifica in tempo reale dei livelli di immissioni e di prelievo delle unità che hanno offerto la propria disponibilità nel mercato per il servizio di dispacciamento^{3,4}.

Il MSD è pertanto un mercato in cui la rilevanza geografica dell'unità e la criticità da risolvere determinano l'accettazione o meno di una offerta, anche al di fuori dal merito economico.

Per comprendere la profittabilità di un simile mercato, è necessario approfondire meglio le relative modalità di offerta oltre che effettuare un'attenta analisi dei risultati. Sulla base dei risultati è possibile comprendere, oltre all'entità dei prezzi "accettabili" su tale mercato, anche la probabilità di accettazione correlata. In questo capitolo, partendo dall'analisi dei risultati di MSD degli ultimi anni, si riporta anche una possibile metodologia per stabilire i prezzi ottimi delle offerte; tali prezzi ottimi saranno poi utilizzati nel seguito per le valutazioni economiche relative alla partecipazione delle nuove risorse al MSD.

3.1 Considerazioni preliminari sulle modalità di formulazione delle offerte MSD

Prima di procedere con la descrizione degli esiti del MSD negli ultimi anni, è necessario definire alcuni principi di funzionamento di tale mercato, utili a meglio comprendere i risultati riportati nel seguito del capitolo.

Il Capitolo 2 elenca, dal punto di vista tecnico, i servizi che possono essere utilizzati al fine di garantire la stabilità e la sicurezza di esercizio del sistema. Tali servizi possono essere forniti da unità di produzione o di carico abilitate, secondo diverse modalità. In particolare, alcuni sono obbligatori e forniti in modo automatico; non essendo acquisiti dal Gestore tramite MSD, non sono remunerati. Altri, invece, sono acquisiti (e remunerati) su MSD e sono forniti dalle unità solo a seguito della ricezione di un apposito ordine di dispacciamento.

Per rendere più semplice la gestione del MSD, nella fase di programmazione (MSD Ex-Ante) e nella fase di gestione in tempo reale (MB), gli Utenti del Dispacciamento (UdD, per ora limitatamente alle unità di produzione, presentano offerte non per ciascuno dei servizi riportati nel Capitolo 2, ma

¹ Il periodo rilevante è il periodo di tempo in relazione al quale un utente del dispacciamento acquisisce il diritto e l'obbligo ad immettere o prelevare energia elettrica nelle reti con obbligo di connessione di terzi e rispetto al quale è calcolato lo sbilanciamento effettivo. Il periodo rilevante per le unità di produzione e di consumo è pari all'ora, quello per le unità di produzione abilitate e le unità di consumo abilitate è pari al quarto d'ora, come definito da Terna.

² La valorizzazione dello sbilanciamento è pari al prodotto tra lo sbilanciamento effettivo e il prezzo di sbilanciamento applicabile, ai sensi dell'Articolo 40 della deliberazione n. 111/06, nel medesimo periodo rilevante al medesimo punto di dispacciamento, in base alla tipologia di punto di dispacciamento e al segno dello sbilanciamento effettivo.

³ I costi per l'erogazione del servizio di dispacciamento sono sostenuti, in generale, dai soggetti responsabili di sbilanciamenti e dai clienti finali del sistema elettrico.

⁴ Ai fini del dispacciamento, le unità di produzione si distinguono in abilitate o non abilitate a partecipare al mercato dei servizi di dispacciamento e rilevanti o non rilevanti (ad oggi un'unità è rilevante se ha una potenza superiore a 10 MVA).

solo per alcune macro categorie; le quantità così approvvisionate sono poi utilizzate dal Gestore di Rete al fine di risolvere le diverse criticità che si manifestano nel sistema. Le offerte che gli UdD possono presentare per fornire servizi di dispacciamento sono: offerte in vendita (o a salire) o in acquisto (o a scendere) separate per la Riserva Secondaria e per Altri Servizi. Le quantità e i prezzi offerti in acquisto e in vendita sul MSD sono da intendersi non negativi, ad eccezione del prezzo di spegnimento che può assumere valore con segno negativo non inferiore ad un floor fissato dall'Autorità (oggi posto pari a zero).

Per ciascuna UP e per ciascun periodo orario del giorno di riferimento, le offerte presentate per la fase di programmazione sul MSD Ex-Ante (su MB) devono essere costituite da:

- qualora l'UP sia abilitata alla fornitura di risorse per riserva secondaria, 1 prezzo (in €/MWh) per l'offerta in vendita per Riserva secondaria, relativa ad incrementi di immissione per l'eventuale utilizzo della riserva secondaria;
- qualora l'UP sia abilitata alla fornitura di risorse per riserva secondaria, 1 prezzo (in €/MWh) per l'offerta in acquisto per Riserva secondaria, relativa a decrementi di immissione per l'eventuale utilizzo della riserva secondaria;
- almeno 1 e fino a 3 (4 in MB) coppie di quantità (in MWh) e prezzi (in €/MWh) per le offerte in vendita per Altri Servizi (AS), relative ad incrementi di immissione dal maggior valore tra il Programma Aggiornato Cumulato (PMI) e la potenza minima sino alla potenza massima (rappresentano i vari gradini GR);
- almeno 1 e fino a 3 (4 in MB) coppie di quantità (in MWh) e prezzi (in €/MWh) per le offerte in acquisto per Altri Servizi (AS), relative a decrementi di immissione dal maggior valore tra il programma aggiornato cumulato e la potenza minima sino alla potenza minima (che, anche in questo caso, rappresentano i vari gradini GR).

Le unità termoelettriche possono formulare anche offerte di Accensione e Cambio di Assetto, oltre ad offerte di Minimo e Spegnimento (dette AS). Mentre le seconde (Minimo e Spegnimento) sono remunerate sulla base della quantità di energia accettata, le prime (Accensione e Cambio di Assetto) sono remunerate a gettone.

Le offerte accettate sono valorizzate al prezzo di offerta:

- le offerte orarie accettate in vendita (acquisto) per Altri servizi sono remunerate al prezzo in vendita (in acquisto) per Altri servizi, valido ai fini della fase di programmazione;
- le offerte orarie accettate di Spegnimento e di Minimo sono rispettivamente remunerate al prezzo di Spegnimento e di Minimo, valido ai fini della fase di programmazione.

Le offerte riservate (o preliminarmente riservate) non sono remunerate in fase di programmazione, ma solo in tempo reale qualora accettate in ragione della necessità di utilizzare la medesima riserva. Per le offerte riservate esiste il vincolo di offerta migliorativa quando ripresentata in fasi successive. L'offerta di Accensione e l'offerta di Cambio assetto sono valorizzate in esito al Mercato di Bilanciamento. Anche la Riserva Secondaria, riservata nella fase di programmazione ai fini del soddisfacimento del fabbisogno di riserva secondaria, è valorizzata, qualora accettata, in esito al MB. Per quanto riguarda la fase di bilanciamento, le quantità valide sono calcolate,

sulla base sia delle quantità offerte, sia dei dati tecnici, facendo riferimento al primo minuto del periodo rilevante in esame.

Poiché la Riserva secondaria è essenziale per la sicurezza del sistema, per costituire i margini necessari a salire e a scendere, il Gestore può disporre in MSD ex-ante o in MB l'incremento (decremento) della produzione, anche mediante l'ingresso (l'uscita) o la permanenza in servizio per il giorno di riferimento di UP abilitate alla riserva secondaria escluse dal mercato dell'energia o che sul mercato dell'energia hanno registrato un esito che non rende possibile l'approvvigionamento della banda di secondaria.

3.2 Risultati storici di MSD ex-ante

L'analisi dei dati storici del Mercato per il servizio di Dispacciamento (MSD) ex-ante è stata condotta per il periodo da gennaio 2014 a maggio 2017, per dare un'idea dei trend degli anni più recenti, ed è basata sulle informazioni contenute nelle offerte pubbliche rese disponibili dal GME. I valori analizzati dipendono fortemente dalle condizioni del sistema elettrico, dall'evoluzione della regolazione e dal comportamento tenuto dagli operatori (come, ad esempio, i comportamenti speculativi verificatisi durante la primavera del 2016). Per il periodo considerato sono state isolate 821.023 offerte accettate (cioè le offerte realmente eseguite in esito al mercato), estratte da un insieme di più di 56 milioni di offerte complessive. Il lavoro di analisi è stato svolto utilizzando come misure i valori di prezzo accettato (P) e quantità accettata (Q), articolati nelle seguenti dimensioni di analisi:

- Temporale (anno, anno-mese, anno-settimana, giorno-anno)
- Area di mercato
- Acquisto/Vendita:
- BID: offerte di acquisto (a scendere)
- OFF : offerte di vendita (a salire)
- Tipo di servizio:
 - AS : minimo o spegnimento
 - GR1 : gradino 1
 - GR2 : gradino 2
 - GR3 : gradino 3
- Fonte e Tecnologia:
 - IE : Idroelettrica dispacciabile (pompaggi inclusi)
 - TE : Termoelettrica
 - ND : fonte/tecnologia non individuata

Le dimensioni relative a fonte e tecnologia, assenti dalle informazioni pubbliche, sono state derivate dal codice di impianto presente in ogni offerta. Nelle varie analisi dimensionali sono calcolate, per ogni settimana del periodo temporale 2014 – 2017, e riportate le seguenti “misure”:

Valore economico = $\sum(Q \cdot P)$;

Prezzo medio ponderato = $\sum(Q \cdot P) / \sum Q$;

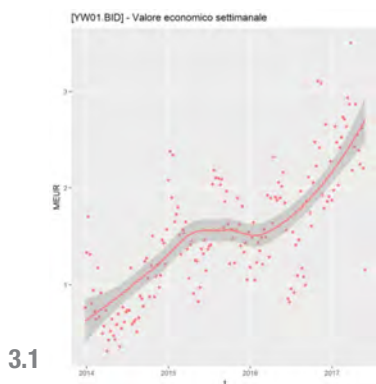
Quantità di energia = $\sum(Q)$.

In particolare, nelle seguenti figure, i punti rossi rappresentano i singoli valori delle “misure” sopra definite, la linea continua rappresenta un’interpolazione di tali valori e la banda grigia rappresenta la dispersione dei dati (maggiore è la larghezza e maggiore è la dispersione).

L’analisi del volume delle transazioni (inteso come valore economico) settimanale, illustrato nella Figura 3.1 e Figura 3.2, mostra una tendenza generale all’aumento a partire dal 2015, con picchi molto elevati nel 2016 e 2017. Per le offerte di vendita (a salire), si hanno volumi mediamente attestati tra i 20 e i 30 M€ e picchi che arrivano a toccare gli 80 M€. Le offerte di acquisto (a scendere) si attestano invece su volumi compresi tra 1 e 3 M€.

Figura 3.1
Valore economico settimanale offerte di acquisto (a scendere)

Figura 3.2
Valore economico settimanale offerte di vendita (a salire)



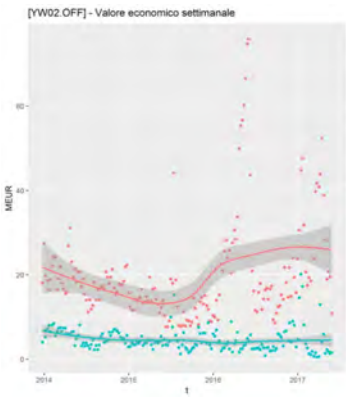
Il volume delle offerte di vendita, illustrato nella Figura 3.3 e nella Figura 3.4, è concentrato nei servizi AS e nella fonte termoelettrica, a cui corrispondono anche i picchi.

L'analisi del prezzo medio settimanale, illustrato nella Figura 3.5 e nella Figura 3.6, mostra una tendenza generale all'aumento a partire dal 2016, sia per le offerte di acquisto (a scendere), attestate tra i 10 ed i 30 €/MWh, sia per le offerte di vendita (a salire), attestate tra i 100 ed i 200 €/MWh, che mostrano anche una maggiore varianza.

Figura 3.3
Valore economico settimanale offerte di vendita (a salire) per tipo di servizio

Figura 3.4
Valore economico settimanale offerte di vendita (a salire) per fonte

3.3



3.4

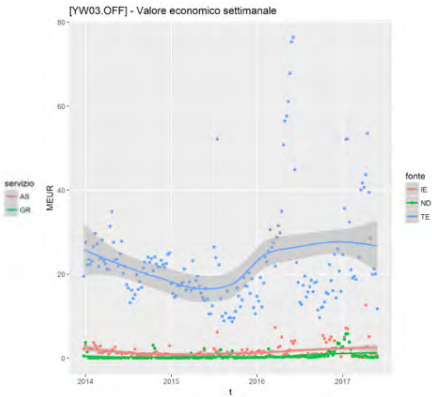
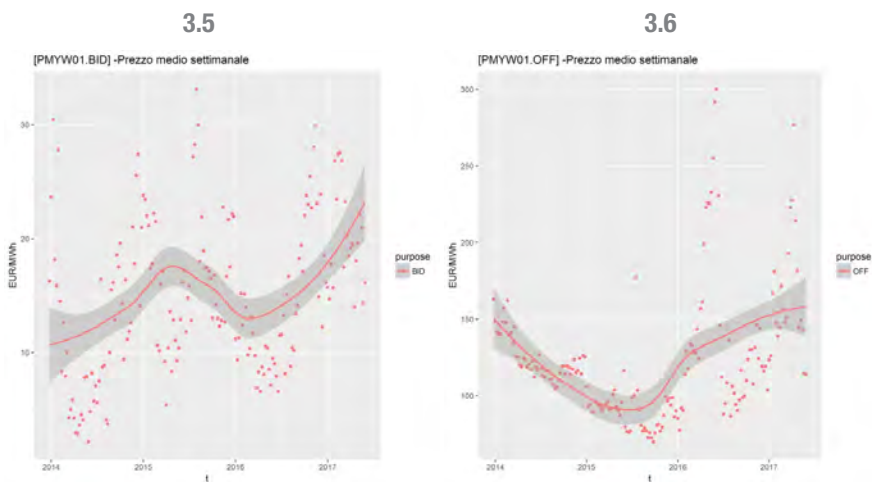


Figura 3.5
Prezzo medio settimanale offerte di acquisto (a scendere)”

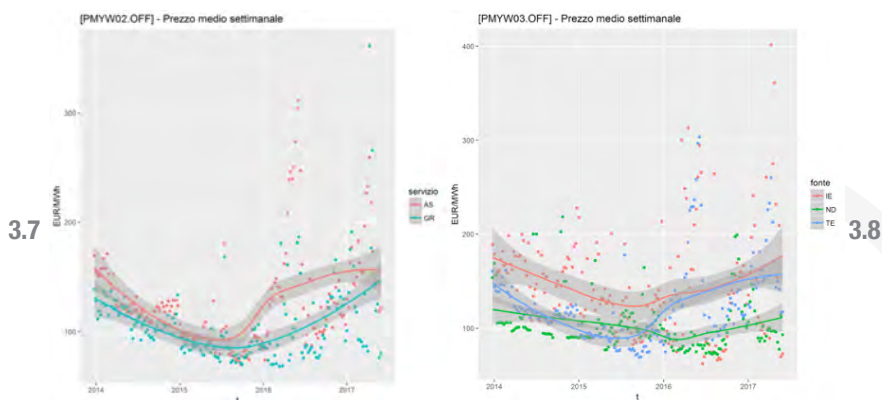
Figura 3.6
“Prezzo medio settimanale offerte di vendita (a salire)”



Il prezzo medio settimanale delle offerte di vendita (a salire), illustrato nella Figura 3.7 e nella Figura 3.8, mostra un sostanziale allineamento tra i servizi AS e GR fino a fine 2015 ed uno scostamento nel corso del 2016. I valori più elevati riguardano la fonte idroelettrica, che da inizio 2016 supera costantemente i 200 €/MWh, seguita da quella termoelettrica, attestata tra i 100 ed i 150 €/MWh. Da segnalare che i valori elevati di prezzo per la fonte idroelettrica corrispondono a quantità scambiate relativamente modeste.

Figura 3.7
Prezzo medio settimanale offerte di vendita (a salire) per tipo di servizio

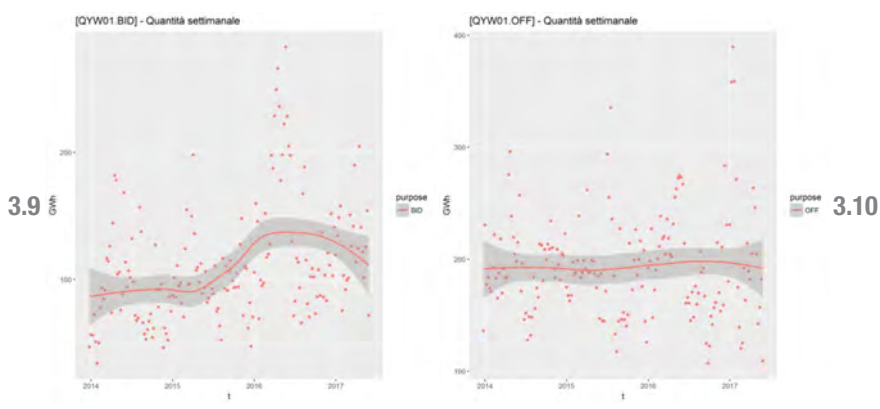
Figura 3.8
Prezzo medio settimanale offerte di vendita (a salire) per fonte



I picchi di prezzo medio settimanale riguardano entrambi i servizi AS e GR e le fonti idroelettrica da pompaggio e termoelettrica. L'analisi delle quantità settimanali, illustrate nella Figura 3.9 e nella Figura 3.10, non mostra particolari differenze tra l'andamento temporale delle quantità offerte in acquisto (a scendere) o in vendita (a salire), sebbene vi siano forti escursioni nel 2016 (in acquisto) e nel 2017 (in vendita) e una prevalenza della quantità offerta in vendita, attestata mediamente intorno a 200 GWh contro i 100 GWh in acquisto.

Figura 3.9
Quantità settimanale offerta in acquisto (a scendere)

Figura 3.10
Quantità settimanale offerta in vendita (a salire)



Le quantità offerte in vendita (a salire), illustrate nella Figura 3.11 e nella Figura 3.12, mostrano una netta prevalenza dei servizi AS e della fonte termoelettrica.

Figura 3.11
Quantità settimanale offerta in vendita (a salire) per tipo di servizio

Figura 3.12
Quantità settimanale offerta di vendita (a salire) per fonte



3.3 Risultati storici di MB

Dato il maggiore interesse per questo rapporto, si è focalizzata l'analisi sui risultati del Mercato di Bilanciamento (MB), limitando l'orizzonte temporale ai dodici mesi compresi tra Agosto 2016 e Luglio 2017, relativamente alle offerte accettate per "Altri Servizi" (ossia per i servizi di riserva terziaria che le risorse aggregate potrebbero fornire) nella zona di mercato Nord, la principale del mercato elettrico nazionale, e considerando un dettaglio orario.

L'analisi è stata effettuata calcolando, per ciascuna delle ore del giorno (1...24), i valori medi sull'orizzonte annuale considerato dei prezzi quartari:

- massimi e medi delle offerte accettate a salire
- minimi e medi delle offerte accettate a scendere

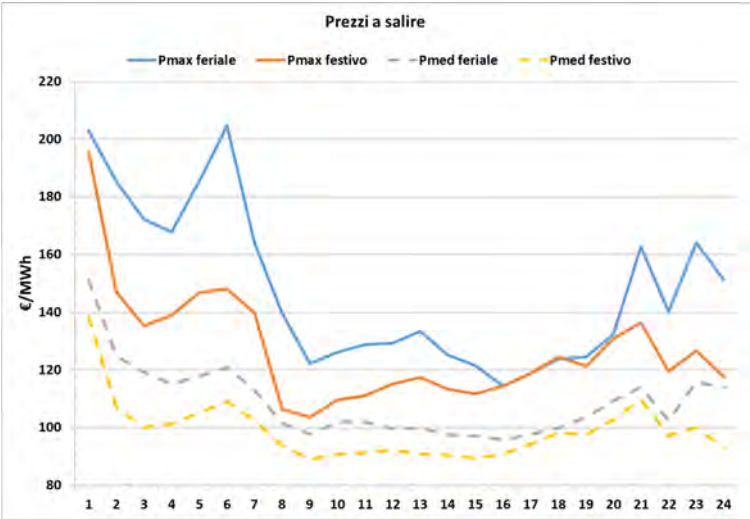
L'analisi è stata inoltre effettuata distinguendo tra giorni feriali e giorni festivi, nonché per trimestri:

- invernale (Dicembre / Gennaio / Febbraio -> DGF nei grafici)
- primaverile (Marzo / Aprile / Maggio -> MAM nei grafici)
- estivo (Giugno / Luglio / Agosto -> GLA nei grafici)
- autunnale (Settembre / Ottobre / Novembre -> SON nei grafici)

Nelle seguenti figure sono riportati i risultati dell'analisi.

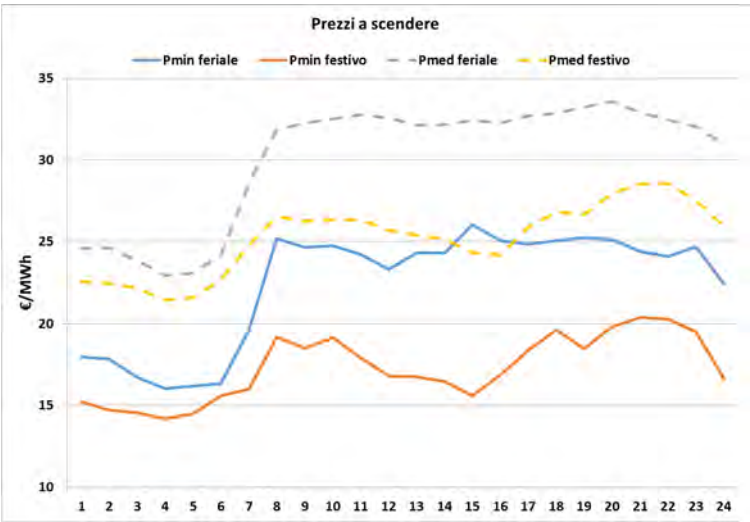


Figura 3.13
Prezzi massimi e medi delle offerte accettate a salire nella zona Nord nei giorni feriali e festivi.



Si può notare (Figura 3.13) come i prezzi delle offerte a salire risultino mediamente più elevati nelle ore serali / notturne, rispetto alle ore centrali della giornata, nonché nei giorni feriali, rispetto ai giorni festivi.

Figura 3.14
Prezzi minimi e medi delle offerte accettate a scendere nella zona Nord nei giorni feriali e festivi.



Si può notare (Figura 3.14) come i prezzi delle offerte a scendere risultino mediamente più bassi nelle ore notturne, rispetto al resto delle ore della giornata, nonché nei giorni festivi, rispetto ai giorni feriali. Dunque, mentre le offerte a salire sono in media più remunerative nei giorni feriali, quelle a scendere lo sono nei giorni festivi.

Figura 3.15

Prezzi massimi delle offerte accettate a salire nella zona Nord nei giorni feriali nei diversi trimestri.

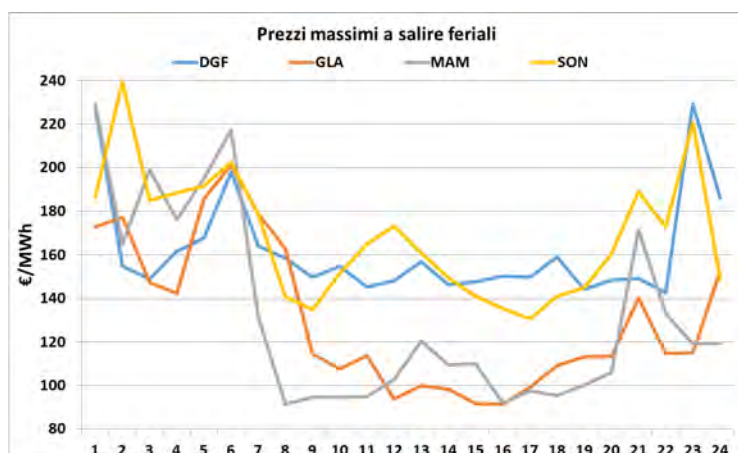
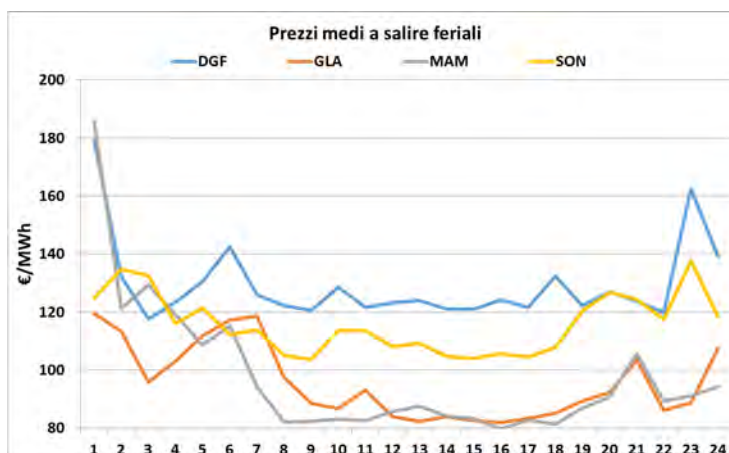


Figura 3.16

Prezzi medi delle offerte accettate a salire nella zona Nord nei giorni feriali nei diversi trimestri.



Per quanto riguarda l'andamento stagionale, si nota come, con l'eccezione delle ore notturne, in generale i prezzi massimi (Figura 3.15) e medi (Figura 3.16) a salire nei giorni feriali siano più elevati nei trimestri autunnale e invernale.

Figura 3.17
Prezzi massimi delle offerte accettate a salire nella zona Nord nei giorni festivi nei diversi trimestri.

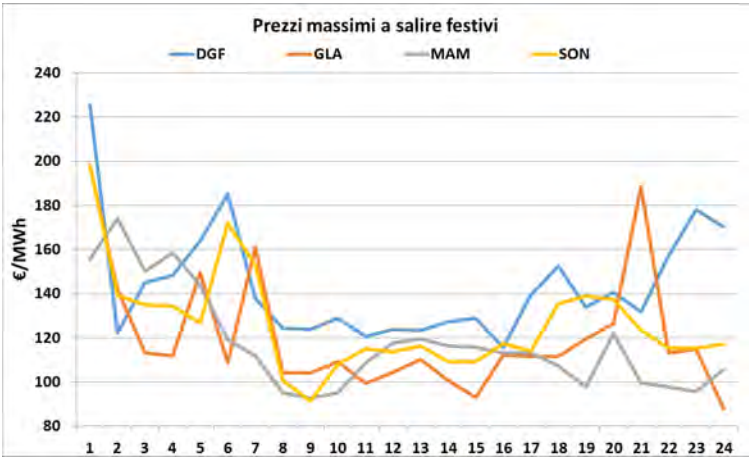
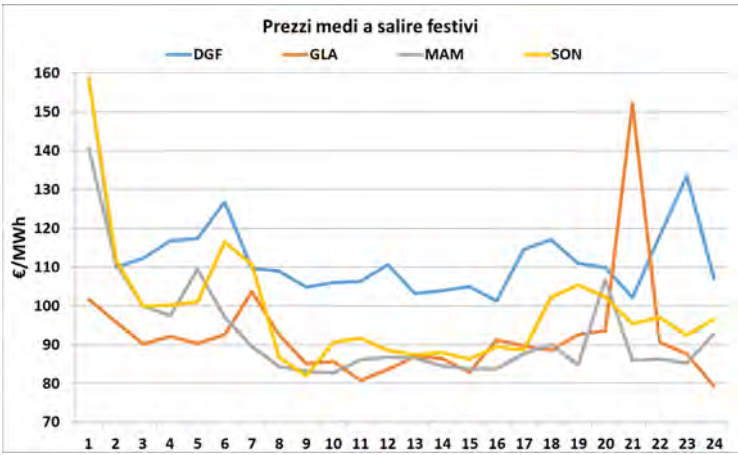


Figura 3.18
Prezzi medi delle offerte accettate a salire nella zona Nord nei giorni festivi nei diversi trimestri.



Nel caso dei giorni festivi invece, solo nel trimestre invernale e solo i prezzi medi (Figura 3.18) risultano mediamente più elevati – fenomeno meno accentuato nel caso dei prezzi massimi (Figura 3.17).

Figura 3.19

Prezzi minimi delle offerte accettate a scendere nella zona Nord nei giorni feriali nei diversi trimestri.

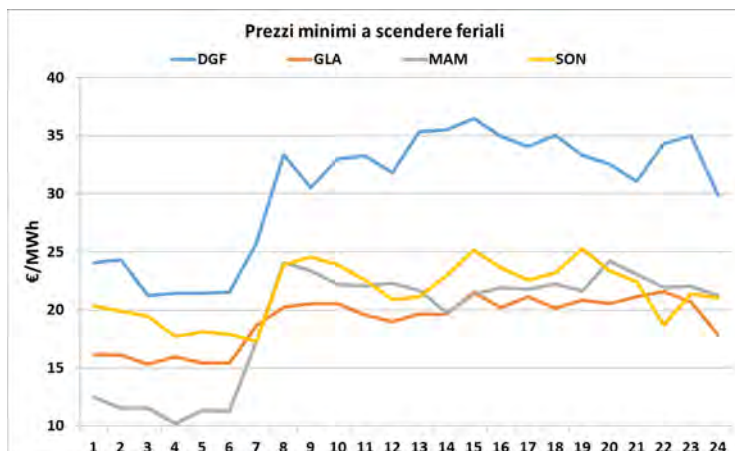
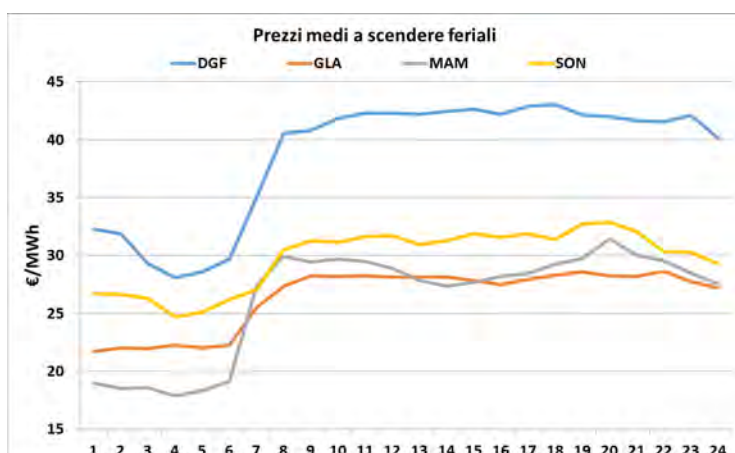


Figura 3.20

Prezzi medi delle offerte accettate a scendere nella zona Nord nei giorni feriali nei diversi trimestri.



Si nota come i prezzi minimi (Figura 3.19) e medi (Figura 3.20) a scendere nei giorni feriali siano significativamente più elevati nel trimestre invernale.

Figura 3.21
Prezzi minimi delle offerte accettate a scendere nella zona Nord nei giorni festivi nei diversi trimestri.

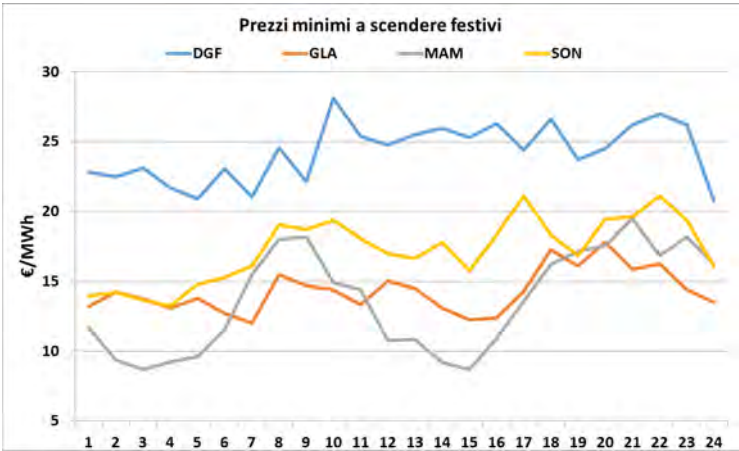
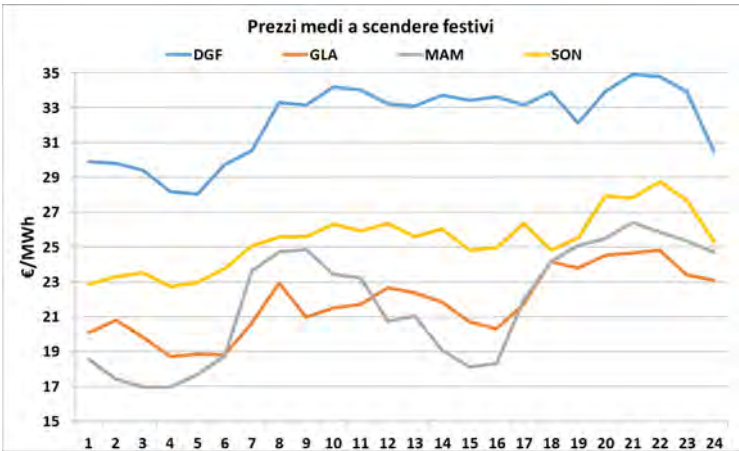


Figura 3.22
Prezzi medi delle offerte accettate a scendere nella zona Nord nei giorni festivi nei diversi trimestri.

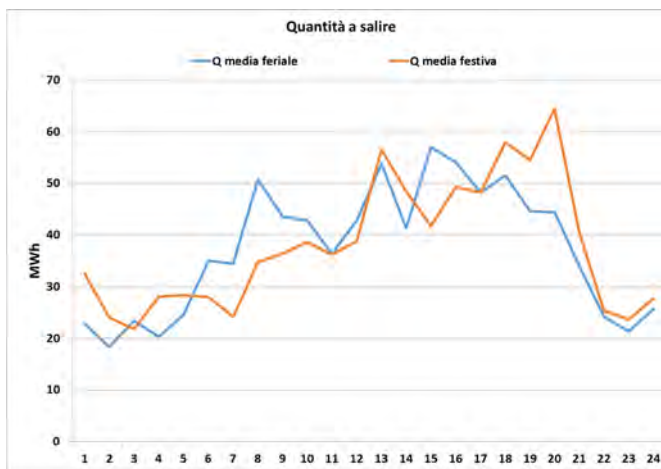


Anche nei giorni festivi, così come nei feriali, i prezzi minimi (Figura 3.21) e medi (Figura 3.22) a scendere sono significativamente più elevati nel trimestre invernale.

Nelle figure seguenti sono invece riportate le quantità medie accettate a salire ed a scendere nei giorni feriali e festivi.

Figura 3.23

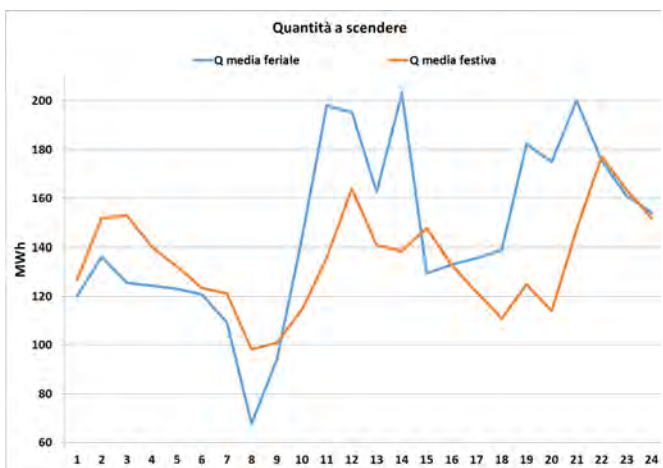
Quantità media delle offerte accettate a salire nella zona Nord nei giorni feriali e festivi.



Si può notare una tendenza alla crescita delle quantità medie a salire dalla mezzanotte fino alle prime ore della sera, seguito da un calo repentino (Figura 3.23). Le differenze tra giorni feriali e festivi non sono particolarmente accentuate.

Figura 3.24

Quantità media delle offerte accettate a scendere nella zona Nord nei giorni feriali e festivi.



Le quantità medie a scendere (Figura 3.24) invece mostrano un minimo tra le 7 e le 8 del mattino e massimi tra le 10 e le 15, nonché attorno alle 21. Le variazioni delle quantità nei giorni feriali sono più ampie di quelle nei giorni festivi.

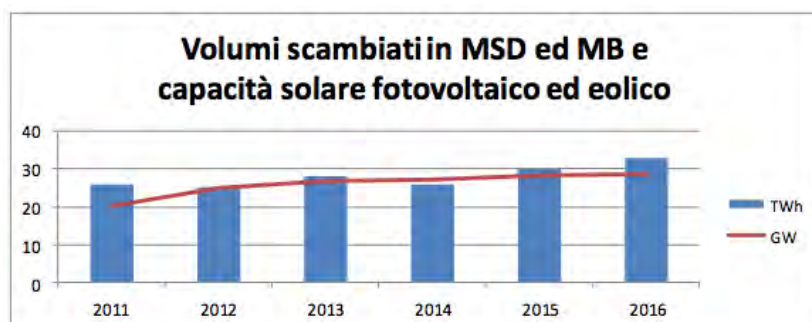
3.4 Analisi dei principali fattori che hanno influenzato l'evoluzione di MSD

Il mercato dei servizi di dispacciamento è mutato sotto molti aspetti negli ultimi anni. Tale mercato, nato in un contesto totalmente differente rispetto alla situazione attuale, ha acquistato sempre maggior importanza nell'ambito dei mercati elettrici.

Come mostrato in Figura 3.25, così com'è cresciuta la capacità installata di fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) ed in particolare eolico e fotovoltaico, anche i volumi complessivamente movimentati (a salire e a scendere su MSD ex ante, fase in cui Terna costituisce la riserva, e sul Mercato di Bilanciamento - MB, fase in cui Terna effettua il bilanciamento in tempo reale) hanno mostrato un trend crescente che li ha portati da 25,8 TWh nel 2011 a 31,9 TWh nel 2016.

Figura 3.25

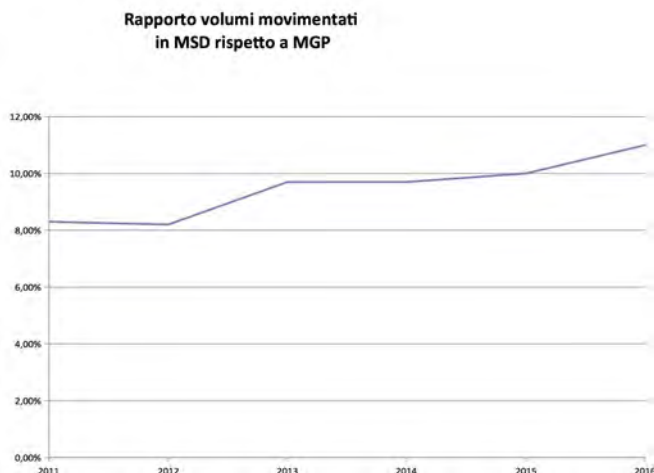
Volumi scambiati in MSD ex-ante e MB e capacità installata di solare fotovoltaico ed eolico.



In Figura 3.26 si mostra come sia crescente anche il rapporto tra i volumi movimentati in MSD ex-ante e MB rispetto ai volumi movimentati in MGP, manifestando un aumento del peso relativo dei servizi di dispacciamento nei confronti del mercato elettrico nel suo complesso.

Figura 3.26

Volumi movimentati in MSD ex-ante e MB rispetto ai volumi di MGP [%]



Le FRNP, che sopravanzano nell'ordine di merito economico di MGP le fonti convenzionali grazie a costi marginali pressoché nulli, spostano il baricentro del punto di lavoro in uscita a MGP (e MI), con una quota soddisfatta da fonti convenzionali sempre più esigua.

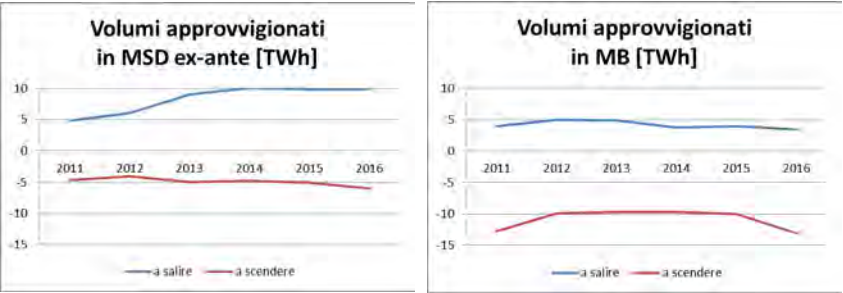
I principali effetti della generazione da impianti alimentati da FRNP sulla gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale possono essere sintetizzati come segue:

- incremento del fabbisogno di riserva: l'aleatorietà di tali fonti comporta un incremento dell'errore di previsione del carico residuo da bilanciare in tempo reale e, quindi, un incremento dei fabbisogni di regolazione di frequenza/potenza sia in aumento (riserva a salire) che in diminuzione (riserva a scendere);
- incremento degli avviamenti: la maggiore produzione rinnovabile, riducendo la porzione di carico soddisfatta da unità di produzione termoelettriche con capacità di regolazione, rende, a parità di altri fattori, tecnicamente più complessa (ed economicamente più onerosa) la costituzione dei margini di riserva necessari a garantire il bilanciamento in tempo reale del sistema elettrico per cui il Gestore è costretto a richiedere frequenti attivazioni di impianti convenzionali altrimenti spenti;
- maggiore e differente utilizzo di riserva rapida (secondaria e pronta): in relazione agli impianti fotovoltaici, essendo la produzione interamente concentrata nelle ore diurne, l'aumento di tale produzione accentua progressivamente la distanza tra il minimo carico residuo diurno e il massimo carico residuo serale. Tale distanza è raccordata da una

rampa di presa di carico serale e da una rampa di presa di carico mattutina. Al fine di soddisfare le predette rampe di carico residuo sono necessarie azioni rapide di bilanciamento fornite usualmente da impianti programmabili con elevate capacità di modulazione, rapidi tempi di riposta e trascurabili vincoli di permanenza in servizio.

In queste situazioni in cui il carico è soddisfatto da una generazione con un peso sempre maggiore di eolico e fotovoltaico, Terna deve quindi gestire un mercato che ha livelli di disponibilità di riserva in linea molto bassi, con una conseguente necessità di ridispacciamento molto importante. Per costituire i margini di riserva necessari a partire dal punto di lavoro di MGP+MI, infatti, il gestore della rete elettrica procura margini di riserva a salire in MSD ex-ante chiamando ad accendersi impianti tradizionali dispacciabili. Si osserva, in particolare, che negli ultimi anni si verifica un sempre maggior ricorso di chiamate a salire da parte di Terna in MSD ex-ante (Figura 3.27 di sinistra) per poi controbilanciare chiamando a scendere in MB (Figura 3.27 di destra). Evidentemente, in tal modo Terna intende cautelarsi da possibili errori per eccesso nella previsione della produzione eolica e fotovoltaica, predisponendo margini di riserva a salire in quantità tali da far fronte a un'eventuale produzione rinnovabile effettiva inferiore al previsto.

Figura 3.27
Volumi approvvigionati in MSD ex-ante e in MB a salire e a scendere [TWh]



Nei fatti, quindi, lo scambio di energia si sta avvicinando al tempo reale, in quanto il MGP ha una ridotta capacità di fornire risultati affidabili e realizzabili. In particolare, su MSD, i principali prodotti scambiati sono accensione e regolazione a scendere, poiché dopo MGP/MI non ci sono sufficienti bande di regolazione terziaria. Su MB, invece, Terna approvvigiona soprattutto regolazione secondaria oltre che le regolazioni a salire e scendere per il bilanciamento.

I servizi ausiliari sono approvvigionati soprattutto nelle zone con elevata presenza di fonti rinnovabili. I CCGT erogano la maggior parte dei servizi ausiliari: accensione (perché spesso spenti a valle di MGP) e servizi di bilanciamento (grazie alla flessibilità). I prezzi medi ponderati a salire su MSD ex-ante garantiscono uno spread positivo rispetto al PUN, mentre tra prezzi medi ponderati a scendere su MSD ex-ante e PUN vi è uno *spread* negativo. I servizi di accensione garantiscono tipicamente un prezzo maggiore della riserva terziaria a salire, mentre quelli di spegnimento un prezzo minore della riserva terziaria a scendere.

Anche i prezzi medi ponderati a salire e a scendere su MB garantiscono uno *spread* rispettivamente positivo e negativo rispetto al PUN con prezzi medi, a salire, doppi rispetto al PUN e, a scendere, con valori medi inferiori alla metà del PUN (per il periodo agosto 2016 - luglio 2017). Il prezzo della riserva secondaria è spesso compreso tra il prezzo per accensione/spegnimento e il prezzo per la riserva terziaria.

Un altro importante esito del MSD riguarda il manifestarsi di circostanze di scarsa di disponibilità di risorse per risolvere le necessità di Terna, rendendo talune unità abilitate a MSD localizzate in specifici nodi della rete rilevante indispensabili e non sostituibili nella fornitura di servizi di dispacciamento. Tali unità hanno dunque la possibilità di vedere le proprie offerte sistematicamente accettate, mostrando un'ampia capacità di influenza dei prezzi di MSD. Altro elemento di importanza è l'influenza dell'estero. La recente crisi del nucleare francese ha avuto ampie ripercussioni anche sul sistema elettrico italiano: nel corso dell'inverno 2016, il nostro paese si è trovato ad esportare elettricità verso la Francia (situazione anomala, data la sistematica importazione dalla frontiera francese).

Gli impianti convenzionali italiani si sono trovati a servire un livello di domanda raramente riscontrato negli ultimi anni, con significativi effetti non solo su MGP ma anche su MSD. Terna ha attuato misure eccezionali al fine di garantire la sicurezza di sistema: richiesta di rientro in funzione di alcune centrali avviate a dismissione, approvvigionamento di risorse aggiuntive di interrompibilità e di risorse di riserva dalla Svizzera.

Il risultato è stato un incremento del 30% dei volumi complessivamente movimentati su MSD in gennaio 2017 rispetto a gennaio 2016, e del 47% rispetto a gennaio 2015.

Negli ultimi anni l'onere netto sostenuto dal Gestore sul MSD, ossia la quota di costo che ricade sulla collettività, è in aumento: nel 2016 è pari a 1.561 milioni di euro (dato provvisorio), in crescita rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente (1.081 milioni di euro).

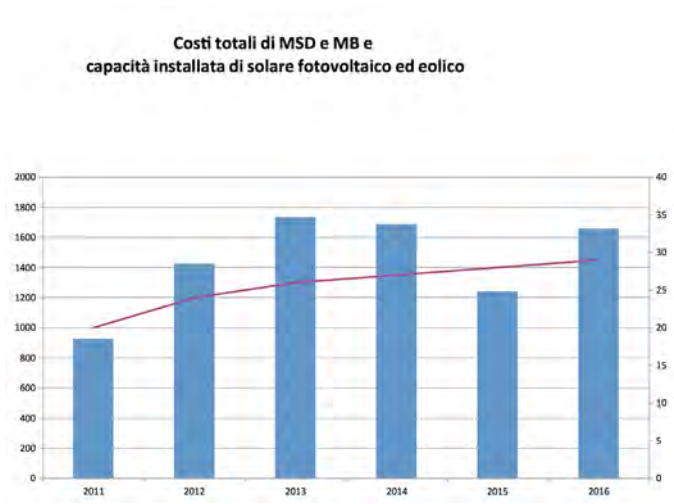
Tale incremento si è registrato in particolare nei mesi da marzo a giugno, per il soddisfacimento di vincoli tecnici localizzati in alcuni punti nevralgici della rete, in seguito alla minor presenza in servizio degli impianti in esito ai Mercati dell'Energia. Anche in considerazione di ciò, l'Autorità per l'Energia e l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato hanno avvia-

to una serie di procedimenti istruttori volti a verificare eventuali condotte con effetti negativi sull’andamento dei mercati dell’energia e del mercato per il servizio di dispacciamento e volti a promuovere la concorrenza e il buon funzionamento dei mercati stessi.

Tuttavia, osservando la Figura 3.28, non si può in realtà cogliere una chiara correlazione tra i costi di MSD e la capacità installata di FRNP; questo aspetto è dovuto al fatto che la disciplina sugli sbilanciamenti ha permesso agli operatori di mettere in atto comportamenti opportunistici andando a creare costi ingiustificati in MSD a causa della prevedibilità del segno dello sbilanciamento aggregato zonale, che rendeva profittevole sbilanciare intenzionalmente nel verso opposto.

L’Autorità è intervenuta più volte per cercare di porre rimedio a tale situazione, fino all’emissione della Deliberazione 419/2017/R/EEL, nella quale si evidenzia che *“per superare le anomalie che caratterizzavano la determinazione dello sbilanciamento aggregato zonale sulla base delle movimentazioni disposte da Terna su MSD, l’Autorità è successivamente intervenuta [...] introducendo una modalità di calcolo dello sbilanciamento aggregato zonale basata sul confronto fra i programmi vincolanti di immissione e prelievo di ciascun punto di dispacciamento e le misure effettive; tale modalità, portando a risultati più coerenti con l’effettivo stato (deficitario o eccedentario) del sistema, sarebbe stata altresì meno soggetta a distorsioni di effetto facilmente prevedibile da parte degli operatori”*.

Figura 3.28
Costi totali di MSD e MB (istogramma blu – [M€]) e capacità installata di solare fotovoltaico ed eolico (linea rossa – [GW]).



In quest'ambito è anche da menzionare che, negli ultimi anni, l'Autorità *"sta proseguendo nelle attività istruttorie legate all'adozione di una disciplina [degli sbilanciamenti n.d.r.] che consenta [...] di esprimere segnali di prezzo coerenti con le dimensioni temporale, spaziale e merceologica che contraddistinguono il valore dell'energia in tempo reale, valorizzando gli sbilanciamenti effettivi sulla base dei prezzi nodali"* (DCO 277/2017/R/EEL). La vigente metodologia di calcolo dei prezzi degli sbilanciamenti su base zonale o macro-zonale cela, infatti, un'intrinseca incoerenza: da un lato Terna acquista e vende energia nel Mercato per il Servizio di Dispacciamento tenendo in considerazione i vincoli di rete, dall'altro i prezzi di sbilanciamento sono calcolati ex-post sulla base di macro-zone di bilanciamento statiche. La valorizzazione nodale degli sbilanciamenti potrebbe portare al superamento delle problematiche descritte e per questo l'Autorità, con il supporto tecnico di RSE, sta studiando la miglior strada percorribile per applicare una valorizzazione nodale degli sbilanciamenti all'attuale contesto regolatorio italiano.



3.5 *Elaborazione dei dati di mercato e stima delle opportunità di profitto*

Nel contesto sin qui delineato, e alla luce della prospettiva di un sempre maggior impiego di FRNP sul sistema elettrico italiano, la possibilità per tutte le tecnologie di fornire i servizi necessari per mantenere la sicurezza della rete è considerata un fattore chiave, anche nella fase di trasformazione che caratterizza oggi il quadro normativo.

Con particolare riferimento alle prospettive future per la fornitura di servizi ausiliari da parte delle unità di carico, può essere utile valutare quantitativamente le opportunità di profitto che l'apertura del MSD costituisce per gli impianti di futura abilitazione.

Come premesso, il MSD è un mercato pay-as-bid su base nodale: ciò significa che la selezione delle offerte non considera solo l'ordine di merito economico ma anche le reali necessità ed esigenze della rete che possono rendere un servizio offerto da una risorsa più utile rispetto al servizio (magari più economico) di un'altra risorsa. Il MSD è, quindi, per sua natura più complesso rispetto al MGP; l'elaborazione delle relative offerte deve tenere in conto molteplici fattori: rispetto al MGP, la percentuale di accettazione rispetto alle totali offerte presentate è minore, ed è legata alla posizione geografica e alla tipologia di criticità che è necessario risolvere. Questo paragrafo descrive una procedura che può portare a questa valutazione.

In particolare, l'analisi ha seguito queste fasi:

- raccolta e organizzazione dei dati di mercato (paragrafo 3.5.1);
- valutazione statistica dei dati (paragrafo 3.5.2)
- valutazione del fattore di correzione geografica (paragrafo 3.5.3);
- elaborazione dei risultati dell'analisi (paragrafo 3.5.4).

A seguire, nel paragrafo 3.5.5, vengono riportati i risultati di una simulazione della partecipazione al Mercato di Bilanciamento da parte di un carico flessibile.

3.5.1 *Raccolta dati e quadro generale dell'analisi*

Per effettuare un'adeguata analisi dei dati del mercato, è stato necessario trattare separatamente ciascuna zona di mercato; sono state considerate solo le zone geografiche rilevanti, su un arco temporale pari all'intero anno 2016.

L'analisi è stata effettuata sia sulle offerte a scendere che a salire (rispettivamente BID e OFF), al fine di valutare l'opportunità rappresentata dalla modulazione della potenza in entrambe le direzioni. Tuttavia, nell'ambito del presente lavoro vengono presentati solo i risultati ottenuti per i servizi a salire, ai quali sono abilitati gli impianti di consumo nell'ambito dei progetti pilota appena istituiti da Terna.

Le offerte sono state raggruppate in base all'ora di appartenenza, e sono

state prese in considerazione solo quelle che si riferiscono a movimentazioni a salire (“OFF”) per la riserva terziaria e il bilanciamento (offerte a gradino “GR”). Dopo aver raggruppato le offerte per mese ed ora, vengono estratte quelle di interesse; in particolare, per quanto riguarda le offerte di riserva a salire, vengono considerate sia tutte le offerte associate ad un prezzo inferiore al prezzo massimo riscontrato tra le offerte accettate, sia tutte le offerte presentate. Tutte le offerte pertinenti sono raccolte e formano la struttura mensile di riferimento per ulteriori calcoli.

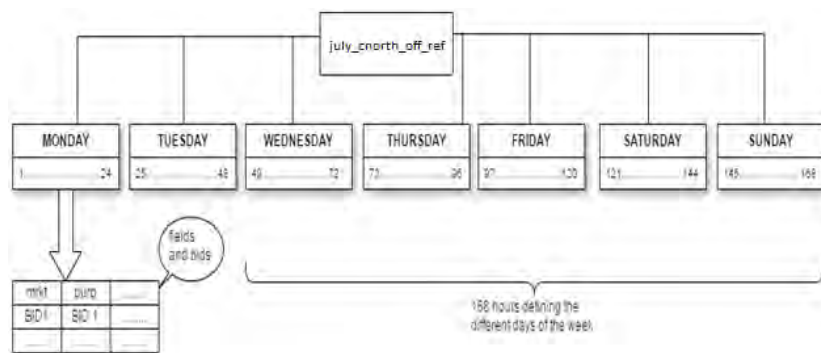
Per ogni zona di mercato è stata creata una struttura mensile che si caratterizza per i parametri, desunti dai dati pubblici, delle relative offerte. Ogni struttura contiene un numero di elementi pari al numero totale di ore del mese considerato.

Le strutture mensili sono elaborate attraverso un codice MATLAB per generare una struttura di riferimento settimanale.

Per ogni mese dell’anno, i dati raccolti e organizzati nella struttura mensile sono raggruppati in base al giorno della settimana a cui si riferiscono: ciò consente la creazione di una struttura settimanale composta da elementi $24 \times 7 = 168$, ciascuno riferito ad una singola ora della settimana. I primi 24 elementi riportano tutte le offerte pertinenti del mese in questione presentate il lunedì, divise per ora di riferimento; gli elementi da 25 a 48 riportano le offerte del martedì, e così via per tutti i giorni della settimana.

Lo schema della struttura risultante utilizzata per i calcoli seguenti è presentato in Figura 3.29.

Figura 3.29
Struttura utilizzata per i calcoli.

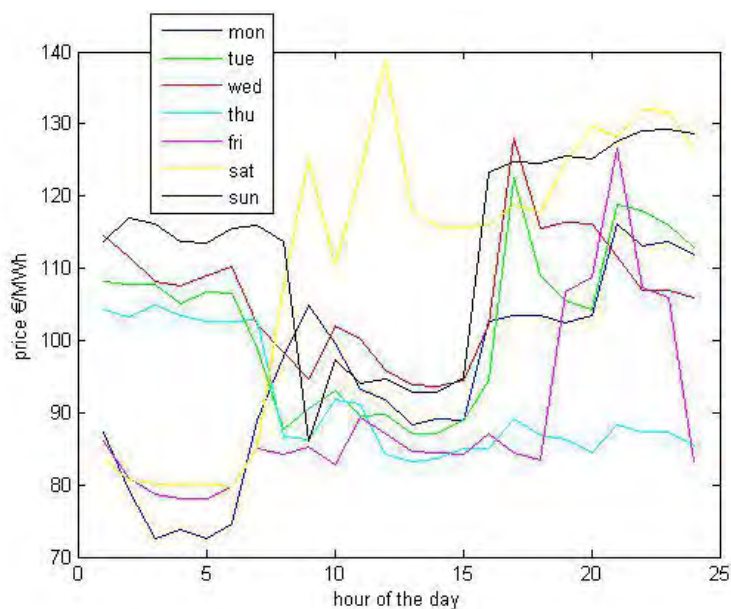


La creazione delle strutture settimanali di riferimento permette il miglioramento della significatività dei dati da un punto di vista statistico: considerando ogni mese come avente caratteristiche specifiche (che in generale sono attese essere le stesse ogni anno), la creazione di strutture settimanali di riferimento elimina l’eccezione che può essere presente in una determinata ora del mese, e rende il significato dei dati raccolti più generale. Ad esempio, la Figura 3.30 rappresenta il prezzo medio ponderato sulla quantità associata a ciascuna offerta accettata; i valori sono presentati

per ogni ora di ogni giorno della settimana di riferimento costruita a partire dai dati delle offerte pubbliche per il mese di maggio. Si conferma la tendenza ad avere picchi nei prezzi del MSD al mattino e alla sera; ciò è dovuto alle rampe legate alla variazione del carico e alla produzione degli impianti fotovoltaici presenti al mattino e alla sera.

Figura 3.30

Prezzo medio delle offerte accettate (mese di maggio)

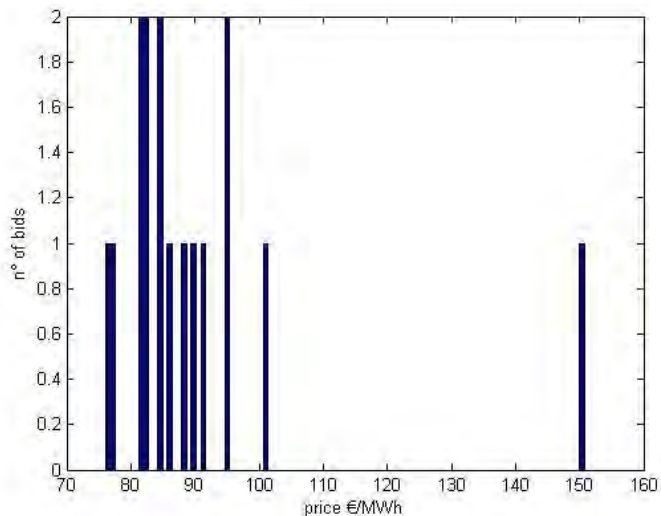


3.5.2 Valutazione statistica dei dati di offerta

A questo punto, l'obiettivo è quello di costruire, sulla base delle offerte raccolte per ogni mese e zona, e rappresentate da una settimana di riferimento, una funzione di distribuzione per valutare la probabilità che un'offerta a salire sia accettata o meno. Questo problema viene affrontato con un approccio alla modellazione statistica non parametrico.

La forma più semplice per rappresentare un insieme di dati è l'istogramma: si divide lo spazio campione in un certo numero di intervalli e si definisce l'altezza di ogni barra in base al numero di campioni che cadono nell'intervallo considerato. Si prenda come riferimento l'ora 19:00 del mercoledì della settimana di riferimento costruita per il mese di maggio: la Figura 3.31 presenta l'istogramma delle offerte accettate. Su questi dati è necessario costruire una distribuzione di probabilità.

Figura 3.31
Istogramma delle offerte accettate.



Per eseguire il montaggio richiesto è stata utilizzata una stima Kernel di densità (KDE).

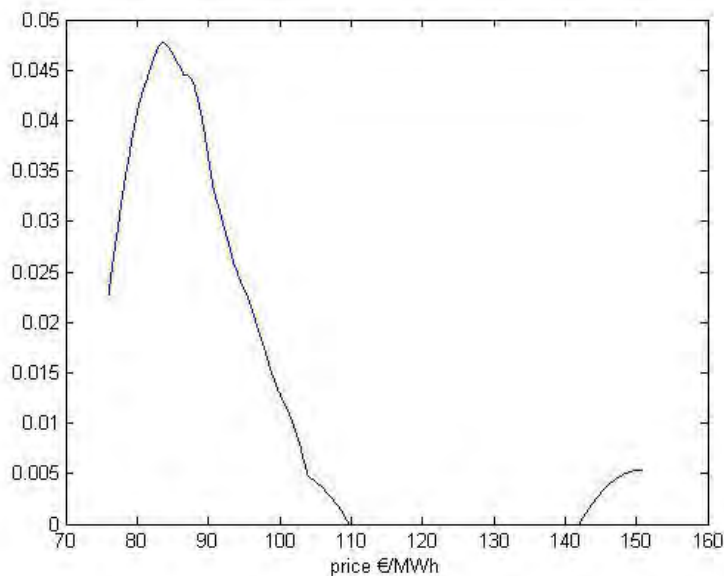
Nella KDE la probabilità associata ad un dato valore è proporzionale al rapporto tra il numero di campioni che rientrano in un dato volume (ma anche area o intervallo) e il prodotto tra il volume (area o intervallo) e il numero totale di campioni. In particolare, la KDE fissa il volume considerato e determina dai dati raccolti il numero di campioni in esso contenuti. Pertanto, la KDE consente di modellare intorno a ciascun campione un volume che può essere modificato in base alle caratteristiche dei dati.

In pratica, utilizzando una funzione di densità di probabilità definita, si costruisce una distribuzione intorno a ciascun campione, tale per cui la somma di ogni funzione di densità fornisce la distribuzione complessiva modellata sui dati considerati.

Il risultato di questa procedura eseguita sui dati di Figura 3.31 è presentato in Figura 3.32 .

Figura 3.32

Distribuzione complessiva modellata sui dati considerati.

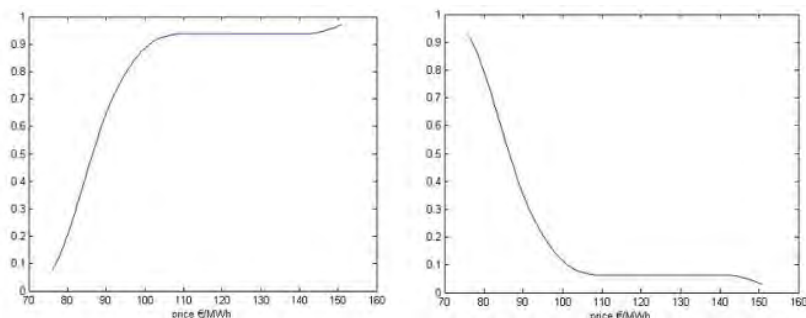


Una volta che i dati sono stati modellati, è necessario considerare che la possibilità che una determinata offerta venga accettata per il servizio di riserva a salire è maggiore quanto minore è il prezzo ad essa associato. Questa considerazione può essere tradotta in una valutazione statistica attraverso l'uso della densità cumulata risultante dalla distribuzione di Figura 3.32.

A partire dalla distribuzione realizzata, è possibile definire una funzione di distribuzione cumulata (anche detta funzione di ripartizione, Figura 3.33 a sinistra); il complemento di questa funzione di distribuzione è la funzione che è in grado di associare ad un dato prezzo la probabilità che l'offerta corrispondente a quel prezzo sia accettata sulla base dei dati raccolti dal MSD.

Il risultato di questa operazione per l'ora 19:00 del mercoledì di riferimento di maggio, per quanto attiene le sole offerte accettate, è presentato in Figura 3.33 (a destra).

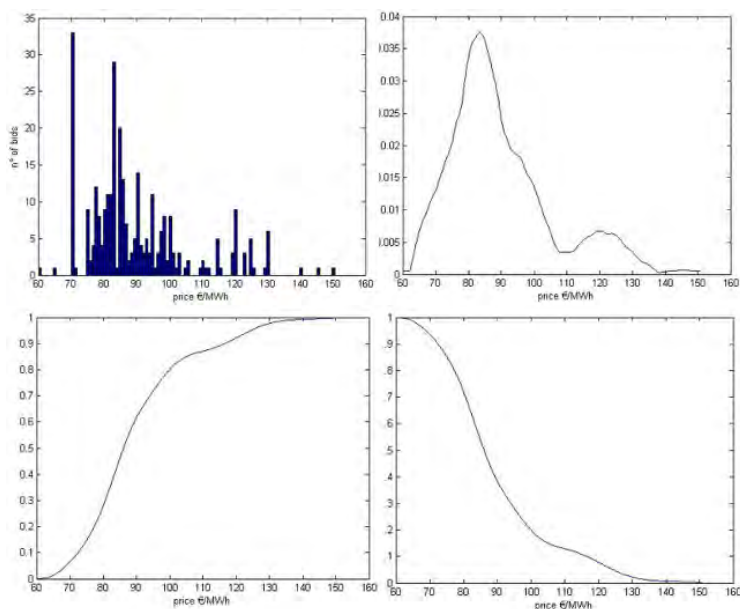
Figura 3.33
Pdf e probabilità di accettazione.



Si può notare che in questo caso la probabilità è ancora intorno al 5% e non tende a zero fino a 150 €/MWh, a causa della presenza di un outlier tra le offerte accettate, anche se in precedenza c'è un grande balzo che porta la probabilità dal 90% al 10% in un range di 20 €/MWh.

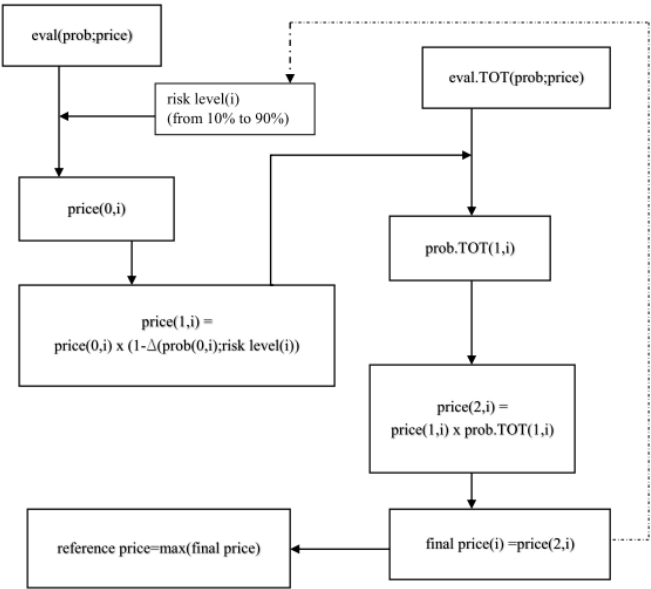
La procedura sopra descritta è stata eseguita anche sulle offerte presentate (Figura 3.34), considerando quindi sia le offerte accettate che quelle respinte; è evidente che la presenza di un maggior numero di dati aumenta la significatività del risultato. In questo caso, tuttavia, la distribuzione risultante non ha a che fare con un'indicazione di mercato, come le offerte accettate, ma con il comportamento degli attori di mercato.

Figura 3.34
Procedura per le offerte accettate.



Il passo successivo è quello di elaborare le probabilità derivate dalla modellazione statistica effettuata, per definire, per ogni ora della settimana di riferimento di ogni mese e di ogni zona, una possibile logica di offerta dell'unità di consumo sul MSD. La Figura 3.35 illustra la procedura utilizzata.

Figura 3.35
Procedura complessiva.



L' algoritmo si basa sulla considerazione del livello di rischio come input: questo parametro rappresenta il livello di rischio associato all'accettazione dell'offerta presentata sul mercato. La procedura prevede di prendere in considerazione diversi valori del livello di rischio, dal 10% al 90%.

Il parametro associato al livello di rischio rappresenta la probabilità di accettazione nel senso che se esso, per esempio, è pari all'80%, ciò significa che il livello di rischio implicito è quello di avere una probabilità dell'80% che l'offerta presentata al prezzo in uscita dall'algoritmo sia accettata. Questa probabilità è direttamente correlabile ai ricavi che l'unità può ottenere sul MSD.

All'interno della distribuzione di densità costruita sulle offerte accettate, il prezzo corrispondente ad una probabilità di accettazione pari (o più vicina possibile) al livello di rischio è definito come P_0 .

Poiché la modellazione è stata eseguita su dati reali e discretizzati, è possibile che, all'interno delle strutture di riferimento create per ogni mese e caratterizzate da una serie di coppie [probabilità; prezzo], non sia presente il valore esattamente uguale al livello di rischio scelto. Per questo motivo viene definita una "varianza" come la differenza tra il livello di rischio e il valore di probabilità più vicino ad esso rintracciato all'interno della struttura di riferimento.

Questa varianza è implicitamente associata alla bontà della valutazione che viene eseguita: se la curva che descrive la distribuzione è ripida nell'intorno del punto ricercato, il valore della varianza è probabilmente alto, o almeno superiore a quello riscontrabile nel caso in cui si abbia una curva piatta. Allo stesso tempo, una curva più ripida in una determinata regione significa che l'incertezza legata all'accettazione dell'offerta, anche a fronte di una piccola variazione del prezzo offerto, è elevata; è quindi possibile che pochi euro di differenza tra due offerte determinino l'accettazione di un'offerta e il rifiuto dell'altra.

In base a tale considerazione, il valore della varianza, come sopra definito, viene utilizzato per ponderare e ridefinire il prezzo derivato dal livello di rischio, che è quello corrispondente al valore di probabilità più vicino al livello di rischio nella struttura di riferimento [probabilità; prezzo] precedentemente determinato. Questo permette di definire il prezzo P_1 . Questo prezzo caratterizza l'offerta che il proprietario dell'impianto è chiamato a presentare sul MSD, vale a dire il prezzo al quale il servizio in aumento sarà remunerato se l'offerta venisse accettata.

$$P_1 = P_0 * (1 - \Delta(\text{prob}_0; \text{livello di rischio}))$$

In effetti, quanto più elevato è il livello di rischio, tanto più basso sarà il valore di P_1 , in quanto un prezzo inferiore è associato, per il servizio a salire, ad una maggiore probabilità di essere accettato. Viceversa, se il livello di rischio è inferiore, il prezzo sarà più elevato, con possibili ricavi maggiori ma anche un rischio più elevato che l'offerta non venga accettata.

A questo punto, per ogni ora è stato calcolato un prezzo per l'offerta di riserva a salire. Come detto, la definizione di una distribuzione sulle offerte presentate permette di comprendere il comportamento degli attori di mercato, al di là degli esiti del mercato stesso.

Come è avvenuto per le offerte accettate, anche per le offerte presentate la distribuzione ottenuta si basa su una serie di coppie [probabilità; prezzo]. L'idea è quella di sfruttare questa informazione cercando il prezzo che finora è stato calcolato (P_1) all'interno della distribuzione costruita a partire dalle offerte presentate; una volta rintracciato tale prezzo, è possibile considerare la probabilità associata ad esso (che viene definita come probTOT_1), sempre all'interno della distribuzione derivata dalle offerte presentate, e utilizzare questo valore di probabilità per correggere il prezzo P_1 calcolato a partire dalle offerte accettate, al fine di definire un valore da utilizzare per il calcolo dei flussi di cassa.

Si osserva che P_1 non è utilizzabile nella definizione dei flussi di cassa, in quanto non tiene conto della probabilità di accettazione dell'offerta, ma è solo il risultato del livello di rischio considerato come input e della modellazione effettuata sui dati da MSD.

Attraverso quest'ultima correzione viene definito il prezzo P_2 associato all'offerta sul MSD per la riserva a salire a seconda del livello di rischio scelto.

$$P_2 = P_1 * \text{prob}_{TOT1}$$

I valori di P_1 , P_0 e prob_0 sono calcolati per ogni valore del livello di rischio considerato, e tra i valori calcolati per P_2 si sceglie il massimo. Poiché i valori di P_2 prendono in considerazione in modo intrinseco la probabilità associata all'accettazione dell'offerta presentata sul mercato, essi possono essere comparati tra di loro e possono essere confrontati anche con i prezzi del MGP. Questo prezzo è infine il prezzo che è possibile utilizzare per una corretta valutazione economica: l'utilizzo di P_2 permette di tenere conto del fatto che in certe ore le offerte presentate dall'impianto saranno accettate e remunerate ad un prezzo superiore a quello considerato come riferimento, mentre in altre ore l'offerta verrà rifiutata, perdendo i potenziali guadagni. In questo senso, i prezzi di riferimento consentono di comprendere dal punto di vista economico i ricavi e l'opportunità rappresentata dal MSD, e di valutare quando sia meglio partecipare al MSD (cioè quando le condizioni di mercato sono favorevoli).

La procedura descritta viene eseguita per ogni mese e per ogni zona, dando la possibilità di valutare in tutto il territorio italiano il valore economico rappresentato dalla partecipazione al MSD.

Prima di presentare a titolo esemplificativo alcuni risultati numerici di questa procedura, è necessario descrivere l'analisi parallela effettuata per determinare il fattore di correzione geografica che consente di modificare e correggere ulteriormente il prezzo calcolato come sopra.

3.5.3 Il fattore di correzione geografica

Ai fini di MGP, la rete italiana è suddivisa in zone, per rappresentare (in maniera convenzionale e approssimativa) i limiti tecnici al trasporto di energia tra aree diverse del territorio; nella realtà, tali vincoli hanno natura nodale, e la loro corretta gestione è affidata al Gestore sul MSD, che è appunto operato con vincoli nodali. Di conseguenza, nell'analisi effettuata sui prezzi di offerta del MSD, è necessario considerare l'influenza della posizione dell'impianto nel contesto territoriale; per tener conto più fedelmente dei vincoli nodali, la localizzazione dell'impianto non deve limitarsi alla zona di mercato, ma deve riferirsi ad un'area più limitata.

Nelle stime effettuate, si è ritenuta sufficiente, come approssimazione della posizione dell'impianto, la provincia a cui esso appartiene.

Mediante un opportuno algoritmo (la cui trattazione di dettaglio esula dagli scopi di questo rapporto), si è definito un fattore di correzione geografica; tale parametro può essere utilizzato per modificare i prezzi precedentemente calcolati, per tener conto in modo adeguato della posizione dell'impianto sulla rete.

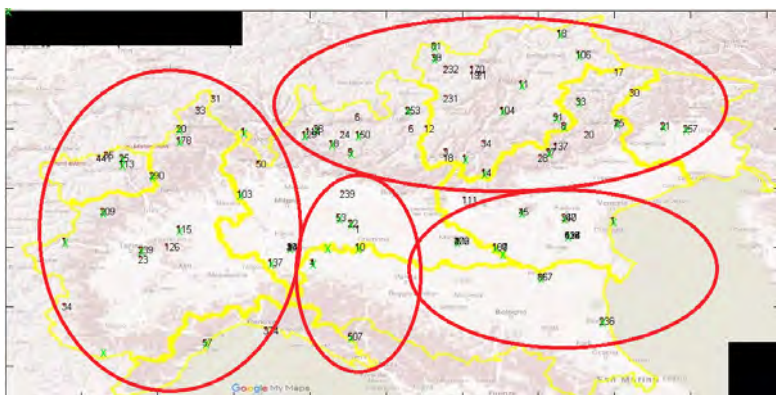
La procedura seguita ha consentito l'individuazione, per ogni ora dell'anno, di tutti gli impianti che hanno presentato un'offerta ad un prezzo inferiore al prezzo massimo accettato e che erano attivi sul MGP: tali impianti sono considerati pienamente ammissibili dal punto di vista economico. Se l'offerta presentata da questi impianti è stata rifiutata, il motivo del rifiuto può essere collegato alla loro posizione specifica nel contesto della rete di trasmissione. In Figura 3.36 è rappresentata la zona Nord insieme alle unità attive nel mese di maggio su MSD.

Sulla mappa le unità ammesse al MSD sono indicate con una croce verde, mentre le unità ammissibili ma rifiutate sono indicate con un punto

rosso e un numero: questo numero indica le volte (in termini di ore in un anno) in cui l'impianto era ammissibile (prezzo offerto inferiore al prezzo accettato e unità accesa dopo il MGP) per la chiamata a salire su MSD, ma la sua offerta è stata rifiutata. L'elaborazione effettuata e la conseguente analisi di questa mappa ha permesso di individuare, all'interno della zona Nord, 4 sottozone che sembrano dividere la rete di trasmissione; queste sottozone sono definite dalla presenza di caratteristiche simili nella gestione del MSD.

Figura 3.36

Zona Nord, con evidenziazione di aree omogenee ai fini di MSD.



Una volta che ogni impianto attivo sul MSD è stato associato ad un fattore di correzione e ad una provincia, è stato possibile associare ad ogni provincia per ogni mese un fattore di correzione calcolato come segue:

$$corr\ fact_{plant} = 1 - \frac{elig\ bids_{refused}}{elig\ bids_{presented}}$$

$$corr\ fact_{province} = \sum_{n=1}^{\# of\ plants} (corr\ fact_{plant})_n$$

I fattori di correzione di ciascuna provincia sono stati calcolati per ogni mese e poi il fattore di correzione annuale è stato calcolato come media dei valori mensili.

In generale, l'analisi della distribuzione geografica delle offerte contribuisce a definire meglio la possibilità per un impianto di partecipare al MSD. Nello specifico, osservando i risultati ottenuti, si è constatato che i vincoli geografici sono di maggiore incidenza per le offerte accettate in fase di programmazione (MSD ex-ante); poiché, nel prosieguo del rapporto, si discuterà la partecipazione della domanda, focalizzando l'attenzione su MB, si sono considerati pari a 1 tutti i fattori di correzione geografica.

3.5.4 Risultati finali dell'analisi

Secondo la procedura descritta, i principali parametri da considerare sono i seguenti:

- il prezzo P_2 che è il prezzo da utilizzare nella definizione dei flussi di cassa;
- il prezzo P_1 e la probabilità prob_0 associata al prezzo P_2 ;
- il fattore di correzione valutato per ciascuna provincia del territorio italiano.

Questi parametri consentono di definire in modo adeguato l'attività di un impianto di futura abilitazione collegata al MSD per l'approvvigionamento di riserva a salire.

Tabella 3.1

July	Monday			Tuesday			Wednesday			Thursday			Friday			Saturday			Sunday		
	off ref	off pres	%	off ref	off pres	%	off ref	off pres	%	off ref	off pres	%	off ref	off pres	%	off ref	off pres	%	off ref	off pres	%
1	68,93	81,00	90,00%	72,16	80,69	89,98%	80,99	120,90	79,99%	80,56	104,29	89,99%	78,05	94,99	89,99%	64,65	86,99	89,99%	55,14	91,30	89,95%
2	63,96	74,18	89,98%	69,66	83,78	89,98%	71,11	84,22	90,00%	77,59	96,99	89,99%	73,75	95,88	79,98%	61,46	71,20	90,00%	43,83	93,32	89,93%
3	58,44	73,95	89,95%	65,43	84,40	89,89%	73,41	106,49	80,00%	66,03	86,18	89,98%	65,82	76,28	79,98%	64,38	77,48	79,97%	59,03	63,37	79,96%
4	54,48	75,38	89,99%	67,40	74,18	89,97%	78,90	102,48	89,99%	62,30	91,00	89,91%	59,31	72,68	79,98%	64,10	78,97	69,97%	50,10	63,00	36,00%
5	51,50	74,73	89,93%	63,15	70,59	89,99%	76,76	95,59	89,99%	66,34	85,39	89,99%	63,45	86,49	79,99%	64,71	80,20	70,00%	-	-	0,00%
6	52,74	73,66	89,95%	46,20	85,49	89,99%	71,22	105,69	79,99%	72,76	88,89	89,99%	70,00	81,08	79,98%	61,91	68,08	89,98%	-	-	0,00%
7	62,25	76,66	89,96%	63,86	71,76	89,95%	71,85	87,69	89,99%	66,92	78,68	89,98%	62,61	73,99	79,99%	55,00	69,65	89,95%	60,53	63,89	36,00%
8	67,54	79,37	89,97%	66,90	80,47	79,97%	68,29	91,50	80,00%	70,35	90,00	80,00%	63,25	72,19	89,99%	56,36	70,31	89,90%	64,60	75,19	70,00%
9	66,01	73,19	89,98%	69,17	75,80	90,00%	74,65	100,59	79,99%	65,44	93,00	80,00%	58,26	77,79	89,99%	62,03	66,84	89,93%	71,81	85,08	49,99%
10	67,95	72,98	89,98%	69,85	85,17	89,97%	68,64	82,29	89,99%	69,39	94,70	80,00%	59,48	74,39	89,99%	57,23	73,11	89,89%	67,26	79,99	39,97%
11	68,54	85,79	79,99%	70,51	85,47	89,97%	73,02	96,30	90,00%	71,95	88,28	89,98%	63,85	69,59	89,98%	60,80	73,37	89,96%	72,95	90,88	69,99%
12	67,25	84,28	79,99%	71,14	84,38	89,98%	72,50	90,29	90,00%	69,74	95,18	79,99%	68,07	97,40	80,00%	45,86	77,42	89,79%	71,04	82,25	67,67%
13	66,67	73,57	89,96%	69,49	82,87	89,97%	70,28	99,29	79,99%	66,47	81,78	89,98%	61,52	88,38	79,98%	59,30	69,37	89,97%	58,55	67,99	24,00%
14	66,64	75,27	89,96%	69,36	79,79	89,99%	68,45	90,09	79,99%	63,06	86,59	79,99%	57,43	74,49	79,99%	61,79	64,76	89,95%	62,15	65,58	89,99%
15	69,28	83,47	79,97%	67,72	85,39	89,99%	66,88	89,08	79,99%	67,38	80,89	89,99%	66,45	86,99	79,99%	61,60	65,48	89,98%	61,31	85,78	89,98%
16	70,88	89,58	79,98%	70,74	80,29	89,99%	67,03	93,19	79,99%	71,23	95,18	79,98%	62,28	85,00	80,00%	63,00	69,31	89,76%	75,14	90,22	59,82%
17	66,65	81,38	79,98%	70,50	80,80	90,00%	69,29	103,38	79,99%	68,41	82,09	89,99%	62,60	79,49	79,99%	55,47	76,18	89,99%	74,36	98,38	70,00%
18	69,53	80,38	79,98%	70,97	82,28	89,97%	67,11	91,20	80,00%	73,78	107,10	79,99%	63,24	80,20	80,00%	59,59	70,82	89,89%	67,05	79,74	69,94%
19	67,35	76,10	89,96%	71,54	80,48	89,98%	69,28	84,09	89,99%	67,88	97,39	79,99%	62,30	81,99	79,99%	62,89	69,48	89,97%	66,05	78,91	59,99%
20	66,58	80,90	80,00%	70,13	76,00	90,00%	74,85	113,78	79,98%	66,44	89,38	79,98%	64,21	78,78	79,98%	64,77	75,48	79,98%	66,31	156,35	24,00%
21	66,40	79,10	80,00%	69,25	76,09	89,99%	73,95	98,78	89,98%	68,36	99,19	70,00%	61,77	81,48	79,98%	65,07	94,27	69,97%	64,73	75,42	29,85%
22	66,37	79,29	79,99%	69,54	75,29	89,98%	71,70	89,08	89,99%	64,61	75,59	79,99%	74,82	115,57	89,98%	59,08	71,36	89,95%	72,58	88,49	89,99%
23	66,52	71,11	89,98%	70,76	79,49	89,99%	72,15	85,10	90,00%	66,08	88,20	80,00%	66,13	90,48	89,98%	58,76	78,30	90,00%	66,31	74,07	79,97%
24	63,11	77,48	89,97%	69,98	79,95	89,95%	69,95	90,89	79,99%	67,83	97,58	79,98%	63,68	84,38	79,98%	61,52	74,75	89,94%	60,23	79,80	60,00%

Per illustrare i risultati ottenibili, in Tabella 3.1 sono riportati i prezzi della settimana di riferimento di luglio per la zona Nord. Ogni riga si riferisce ad un'ora del giorno, indicata dal numero corrispondente; ogni colonna si riferisce ad un giorno della settimana di riferimento. Per ogni giorno e ogni ora vengono presentati tre parametri: il prezzo P_2 nella colonna "off ref", il prezzo P_1 nella colonna "off pres", e la probabilità nella colonna "%".

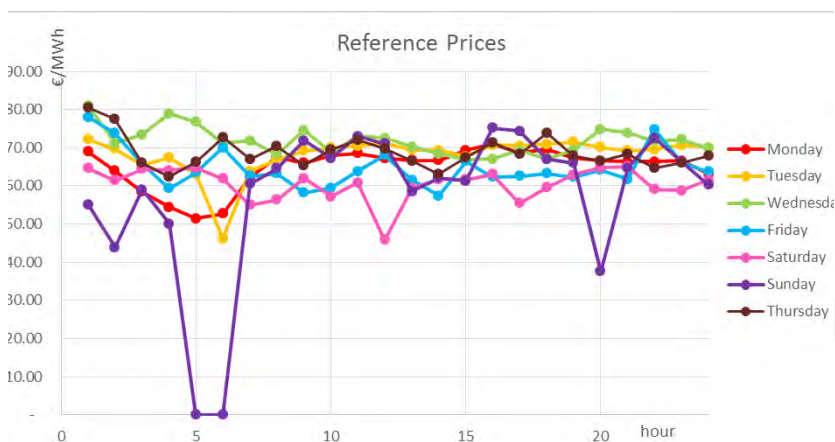
Attraverso una semplice formattazione dei dati, le celle che ospitano i valori più favorevoli sono evidenziate in verde, mentre quelle meno favorevoli in rosso.

Il prezzo P_2 è il prezzo utilizzabile nei calcoli dei flussi di cassa (*off ref*), mentre il prezzo P_1 (*off pres*) è il valore dell'offerta che il proprietario di un impianto deve presentare sul mercato secondo la valutazione effettuata: tale prezzo sarà superiore a P_2 . Associata a P_1 e P_2 è riportata anche una probabilità, che esprime la possibilità, in punti percentuali, che l'offerta presentata sia effettivamente accettata.

I dati presentati per il mese di luglio permettono di comprendere che è usuale trovare valori compresi tra 60 €/MWh e 70 €/MWh per i prezzi P_2 , spesso associati a probabilità superiori all'80%. Nonostante questo, è possibile trovare ore in cui la strategia ottimale prevede un prezzo molto alto associato a basse probabilità (come avviene per la stagione estiva della zona Sud). In altre parole la procedura proposta suggerisce al proprietario di un impianto come sfruttare le possibilità offerte dal MSD.

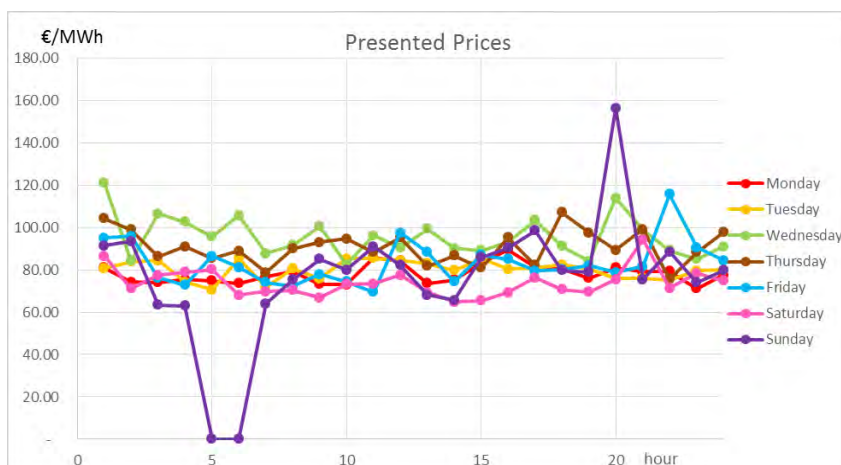
La Figura 3.37 mostra la rappresentazione dei prezzi P_2 (*off ref*) di Tabella 3.1. Anche se i prezzi sono pressoché costanti, è possibile riscontrare dei valori limite nei dati probabilmente legati all'attività degli impianti fotovoltaici, che nel mese di luglio non è trascurabile, e alle esigenze dei carichi, determinando le consuete rampe al mattino e di sera.

Figura 3.37
Prezzi P_2 per il mese di luglio.



La Figura 3.38 riporta il comportamento dei prezzi P_1 (off pres) presentabili sul mercato. È possibile notare che sono ovviamente superiori ai prezzi P_2 , in quanto rappresentano un prezzo di offerta e non devono tenere conto della possibilità che l'offerta sia rifiutata (come fanno i prezzi P_1). Per comprendere questo meccanismo, è possibile osservare il prezzo presentato per l'ora 20:00 di domenica, che è pari a 156 €/MWh; il prezzo P_2 corrispondente è di quasi 40 €/MWh, il che significa che l'incertezza legata all'accettazione dell'offerta è elevata. Per questo motivo, l'opportunità offerta dal MSD deve essere rappresentata dal prezzo P_2 che tiene conto in modo intrinseco del rischio di accettazione, mentre non può essere rappresentata solo dal prezzo presentato.

Figura 3.38
Prezzi P_1 per il mese di luglio.



I dati della Tabella 3.1 sono stati definiti per ogni zona e ogni mese. Data la quantità dei dati ottenuti, non è possibile effettuare un'analisi completa degli stessi in questo report: alcuni esempi significativi sono riportati e discussi qui di seguito.

In Figura 3.39 è riportato il confronto tra i prezzi P_2 della zona Nord per il mese di gennaio e il mese di luglio. I prezzi per entrambi i mesi sono pressoché costanti e compresi nella fascia di riferimento definita in precedenza di 60-80 €/MWh. I prezzi P_2 di gennaio sono generalmente più alti rispetto a quelli di luglio; tuttavia i picchi più alti, che si registrano sempre nelle prime ore del mattino, si riscontrano a luglio. Inoltre, il mese di luglio mostra una corretta quantità di dati sempre disponibili in tutte le ore, che permette di definire sempre un prezzo P_2 , mentre a gennaio ci sono alcune ore "mancanti" (in particolare di domenica).

Questo è dovuto all'assenza di offerte di interesse in certe ore del giorno per l'intero mese di gennaio.

Un confronto simile è stato effettuato in Figura 3.40, dove sono riportati

i prezzi di riferimento della zona Sud per il mese di gennaio e luglio. La situazione è completamente diversa da quella della zona Nord. In primo luogo, la quantità di dati significativi è per entrambi i mesi inferiore a prima, principalmente a causa del numero ridotto di impianti e dei minori volumi di energia elettrica della zona Sud.

L'aspetto più importante è la differenza tra i prezzi P_2 del mese di gennaio, sempre compresi nella fascia di riferimento (60 - 80 €/MWh) e i prezzi di luglio, spesso superiori al limite superiore della fascia di riferimento, raggiungendo prezzi intorno ai 160 €/MWh.

La condizione riportata in Figura 3.40 per la zona Sud è fortemente influenzata dalla presenza di risorse rinnovabili non programmabili, in particolare la presenza di impianti eolici e fotovoltaici. Lo suggeriscono anche le ore che presentano prezzi P_2 molto elevati, che sono sempre nella parte centrale della giornata, nelle prime ore del mattino e nella tarda sera, quando l'influenza dell'imprevedibilità e della variabilità delle unità FER è maggiore.

Le considerazioni di cui sopra possono essere estese all'insieme dei dati raccolti e permettono di evidenziare alcuni importanti fattori alla base della gestione del MSD, ed evidenziando l'opportunità che questo mercato rappresenta per qualsiasi nuovo attore.

Figura 3.39

Prezzi P_2 della zona Nord per gennaio (blu) e luglio (rosso).

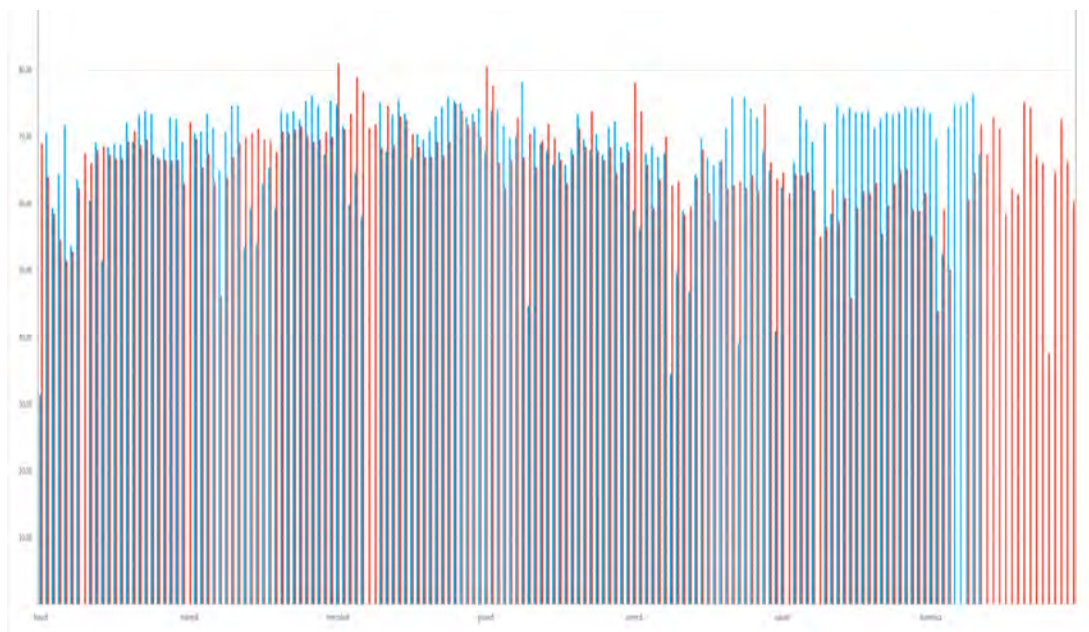
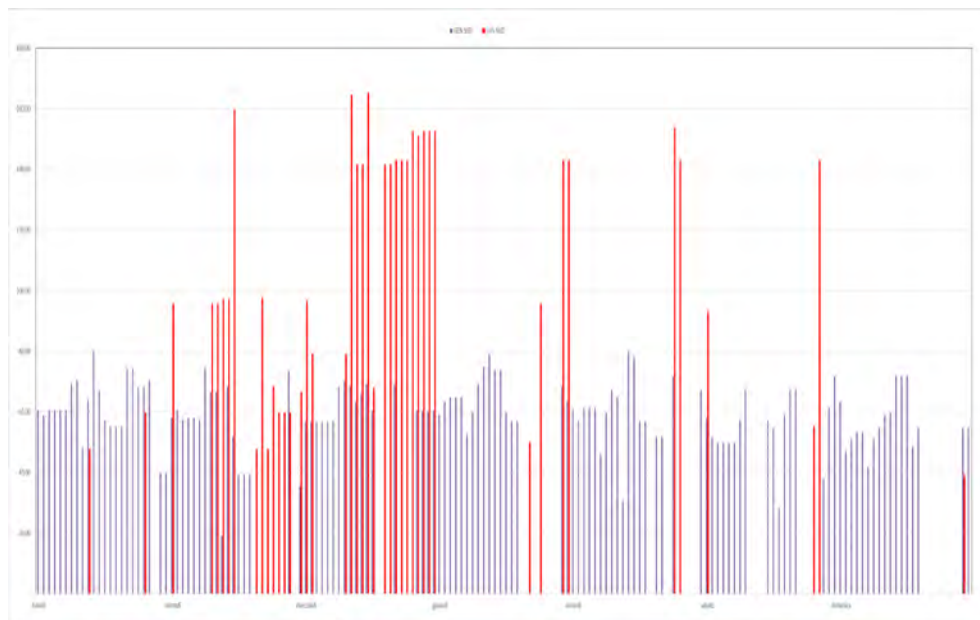


Figura 3.40

Prezzi P_2 della zona Sud per gennaio (blu) e luglio (rosso).



3.5.5 Simulazione MB

Sulla base dei dati storici relativi ai risultati del Mercato di Bilanciamento analizzati al paragrafo 3.3, si è proceduto a simulare la partecipazione di un carico a tale mercato, offrendo 1 MW a salire, corrispondente quindi ad un'analogia riduzione / interruzione dei consumi.

Si sono posti inoltre i seguenti vincoli:

- non più di una interruzione tra le 8:00 e le 20:00, oppure tra le 20:00 e le 8:00
- interruzione di durata massima da 1 a 4 ore

La simulazione prevede che, in ciascun quarto d'ora del periodo annuale considerato, si simulino diversi prezzi di offerta e, nel caso il prezzo simulato risulti inferiore al prezzo massimo realmente accettato, l'offerta si consideri accettata.

Al ricavo così ottenuto (prezzo offerto $\times$ 1 MWh / 4), per determinare il profitto, inteso come valore/beneficio netto della transazione, si sottrae il costo sostenuto sul Mercato del Giorno Prima (MGP) per acquistare l'energia non consumata, valorizzata al Prezzo Unico Nazionale (PUN).

Al fine di valutare la scelta tra partecipare o meno a MB con tali modalità, il profitto / valore netto della transazione di cui sopra andrebbe confrontato con la differenza tra l'utilità associata al consumo di energia e lo stesso PUN.

Nelle figure seguenti vengono riportati i risultati delle simulazioni effettuate, in termini di valore netto annuo delle transazioni (Figura 3.41) e numero

di interruzioni (Figura 3.42), al variare dei prezzi di offerta considerati e per una sola interruzione tra le 8:00 e le 20:00.

Ad esempio, offrendo sempre a salire ad un prezzo di 350 €/MWh tra le 8:00 e le 20:00, accettando una sola interruzione, il valore netto annuo sarebbe dell'ordine di circa 19.000 € accettando interruzioni di durata fino a 4 ore, di circa 17.500 € fino a 3 ore, di circa 16.000 € fino a 2 ore e di circa 12.000 € fino a 1 ora. Il numero di interruzioni annuo sarebbe invece di 73.

Per maggior chiarezza delle figure, non si riporta la parte dei grafici nell'intervallo di prezzo tra 500 e 3.000 €/MWh, in cui profitti e numero di interruzioni risultano via via più bassi.

Figura 3.41

Valore netto annuo al variare del prezzo di offerta col vincolo di una sola interruzione tra le 8 e le 20.

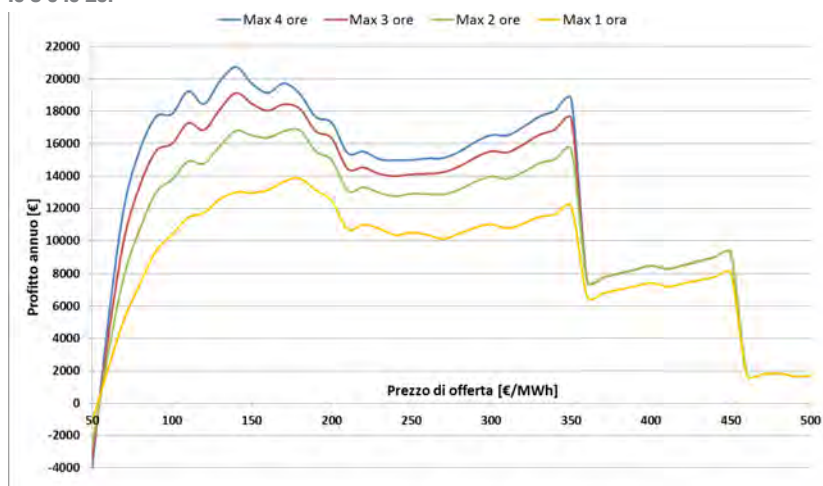
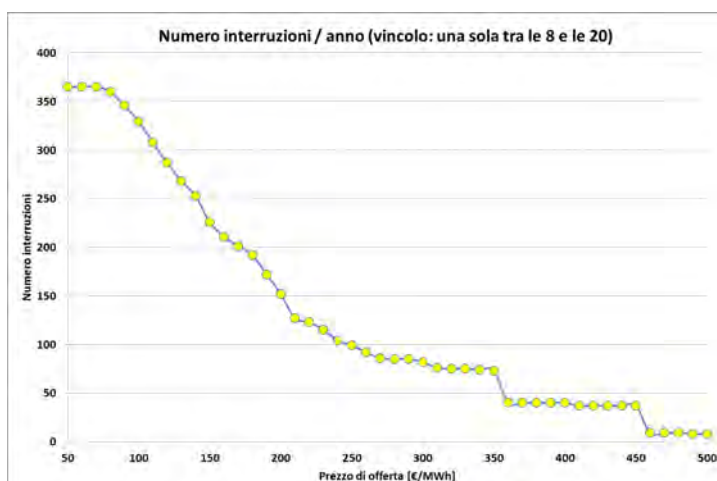


Figura 3.42

Numero di interruzioni annuo al variare del prezzo di offerta col vincolo di una sola interruzione tra le 8 e le 20.



Si nota che il valore netto annuo raggiunge un picco per prezzi di offerta di 140 / 180 €/MWh, ma si mantiene relativamente elevato per prezzi fino a 350 €/MWh, che peraltro implicano un numero di interruzioni molto inferiore (73 contro 253 / 192).

Al crescere del prezzo di offerta, le curve di profitto convergono in quanto i vincoli di durata massima dell'interruzione intervengono sempre meno, riducendosi naturalmente il numero di quarti d'ora consecutivi in cui le offerte sono accettate.

Analogamente, nel caso di una sola interruzione tra le 20:00 e le 8:00, nelle figure seguenti vengono riportati i risultati delle simulazioni effettuate, in termini di valore netto annuo (Figura 3.43) e numero di interruzioni (Figura 3.44) al variare dei prezzi di offerta considerati.

Figura 3.43

Valore netto annuo al variare del prezzo di offerta col vincolo di una sola interruzione tra le 20 e le 8.

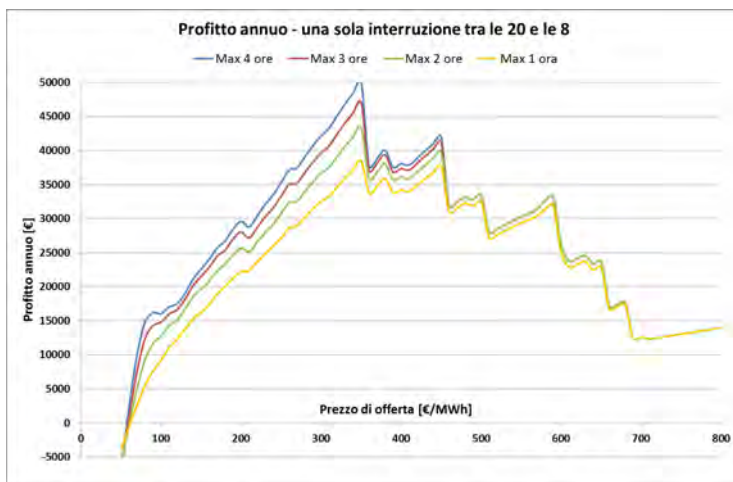
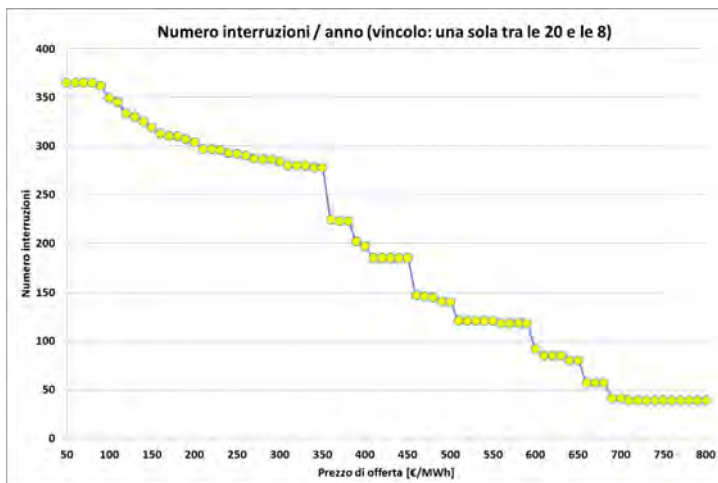


Figura 3.44

Numero di interruzioni annuo al variare del prezzo di offerta col vincolo di una sola interruzione tra le 20 e le 8.



Come evidenziato dall'analisi riportata al paragrafo 3.3, i prezzi a salire tra le 20:00 e le 8:00 sono mediamente più elevati di quelli tra le 8:00 e le 20:00, per cui il valore netto delle transazioni è a sua volta più elevato. Tali valori crescono quasi linearmente fino al prezzo di offerta di 350 €/MWh (278 interruzioni), per poi decrescere per "gradini" successivi, corrispondenti ad ulteriori prezzi "tipici" di offerta (es. 450 €/MWh, 500 €/MWh, ecc.).

cap. 4

L'APPROVVIGIONAMENTO DI RISORSE PER IL DISPACCIAMENTO IN ITALIA: RIFORMA DEL MERCATO

a cura di RSE

04

4.1 Evoluzione dei servizi richiesti dal sistema elettrico e nuove risorse per fornirli

4.1.1 Principali criticità di sistema

Come ricordato al Capitolo 2, le regole di dispacciamento vigenti prevedono che i grandi impianti di produzione, come le centrali termoelettriche ed idroelettriche, forniscano, oltre l'energia per le unità di consumo, anche le risorse necessarie alla regolazione del sistema (c. d. servizi ausiliari o risorse per il dispacciamento o servizi di sistema). Gli impianti "non rilevanti", ossia quelli di taglia inferiore a 10 MVA tipicamente connessi alla rete di distribuzione, e le centrali a fonte rinnovabile non programmabile (rilevanti e non) supportano il sistema solo in caso di emergenza. Peraltro, alcune risorse di regolazione richieste dal gestore di rete sono negoziabili su un apposito mercato mentre altri servizi devono essere erogati obbligatoriamente per effetto di prescrizioni tecniche, oppure sono approvvigionati fuori mercato sulla base di appositi meccanismi *ad hoc*.

Il recente sviluppo della generazione rinnovabile non programmabile da eolico e fotovoltaico ha introdotto tuttavia alcune criticità di funzionamento del sistema elettrico, stravolgendo in alcuni casi la prassi comune di gestione. Infatti, l'incremento dell'immissione da fonte rinnovabile riduce l'apporto della produzione da impianti convenzionali; d'altra parte, essendo le unità programmabili le uniche ad approvvigionare il sistema delle risorse di regolazione, la riduzione del contributo da impianti dispacciabili si traduce in una minore potenza convenzionale "in linea" disponibile per la regolazione. Inoltre, la produzione rinnovabile non programmabile è appunto molto volatile e quindi, per assicurare l'equilibrio in ogni istante fra generazione e carico, anche in condizioni di emergenza, è necessario disporre di sufficiente margine di potenza (attiva/reactiva) che ancora una volta deve essere reperita presso gli impianti convenzionali abilitati con elevati costi di approvvigionamento e maggiore complessità. La disponibilità di margine di potenza attiva presenta particolari criticità durante gli intervalli orari di massima variazione "positiva" del carico (margine di potenza a salire) e durante le ore di minimo carico (margine di potenza a scendere). Considerata la dinamica dell'immissione delle fonti rinnovabili non programmabili e l'effetto di sovrapposizione con il profilo del carico, infatti, l'attivazione delle risorse di regolazione e bilanciamento deve essere sempre più di tipo *"just-in-time"* e/o con tasso di variazione al minuto (gradiente) sempre più accentuato, una prestazione che gli impianti convenzionali faticano sempre più ad assicurare. Addirittura, nelle ore notturne oppure in quelle diurne in cui si ha un'elevata produzione rinnovabile, la potenza richiesta agli impianti convenzionali è minima e alcuni impianti convenzionali "in linea" potrebbero trovarsi vicino al punto di minimo tecnico. In questo caso il margine a scendere viene garantito in genere aumentando la richiesta di potenza attraverso l'assorbimento

degli impianti idroelettrici di produzione con pompaggio. Tuttavia, in mancanza di ulteriori risorse di modulazione a scendere in generazione, oppure a salire lato domanda, il gestore di rete potrebbe essere costretto ad effettuare un'azione di *curtailment* sull'immissione di energia rinnovabile o a ridurre preventivamente la possibilità di importare energia dall'estero. A questo occorre aggiungere l'impatto di alcuni fenomeni locali innescati proprio dalla generazione rinnovabile non programmabile, come il *curtailment* dell'immissione eolica per sovraccarico di alcune direttrici deboli del sistema di trasmissione, la risalita di flusso di potenza dalla rete di distribuzione e la fluttuazione del profilo di tensione, soprattutto durante i guasti, per effetto della ridotta potenza di corto circuito dei generatori in linea.

Alla luce delle criticità sopra indicate e del processo di attuazione dei regolamenti europei relativi ai nuovi codici di rete (*c. d. ENTSO-E Network Codes* [1]) in cui si prevede un maggiore coinvolgimento della generazione rinnovabile, anche non programmabile, della generazione distribuita e della domanda (*c. d. Demand Side Response Service-DSRS*) per una gestione più efficiente, affidabile e sicura dell'intero sistema, è evidente la necessità di un allargamento della platea dei fornitori dei servizi ausiliari. Tale allargamento richiede tuttavia una prima ridefinizione di tali servizi che tenga conto sia delle specifiche funzionali e prestazionali richieste dal gestore di rete di trasmissione, sia delle caratteristiche prestazionali dei nuovi entranti. Quest'ultimi, infatti, dal punto di vista tecnologico sono diversi dagli impianti convenzionali.

Di seguito si riporta una descrizione delle “nuove” risorse di regolazione che, in prospettiva, i nuovi entranti per la fornitura dei servizi ausiliari, quali la generazione non rilevante, la generazione rinnovabile non programmabile (rilevante e non) e le unità di consumo, potrebbero essere chiamati, oppure essere disponibili, ad offrire, anche tramite negoziazione su apposito mercato.

Il termine “nuove” è qui enfatizzato per richiamare risorse non ancora codificate dal gestore di rete, oppure risorse già codificate ma di cui occorre procedere ad una ridefinizione per tener conto delle caratteristiche dei nuovi partecipanti. Gli attuali requisiti minimi previsti nel codice di rete potrebbero infatti rappresentare una barriera all'ingresso di nuovi partecipanti.

4.1.2 Elementi di barriera

Come ricordato prima, il codice di rete in vigore esclude dalla fornitura delle risorse per il servizio di dispacciamento tutti gli impianti di produzione programmabili non rilevanti (di taglia inferiore a 10 MVA), le centrali di produzione a fonte rinnovabile non programmabile (rilevante e non) e le unità di consumo (escluse le grandi unità di carico interrompibili). Questo significa che una eventuale apertura a nuovi entranti implica rimuovere una barriera di tipo “oggettivo” ed una barriera di tipo “funzionale” [2]: la prima fa riferimento alla soglia minima di taglia di potenza dell'impianto di produzione per la partecipazione al Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD), introdotta dal gestore di rete di trasmissione per esigenze

di esercizio del sistema¹, e al vincolo di connessione diretta alla rete di trasmissione; il secondo richiama invece alcune specifiche prestazionali richieste dal gestore di rete di trasmissione per abilitare l'impianto alla fornitura della risorsa di regolazione. Nel primo caso si tratterà di rimuovere opportunamente la soglia attualmente prevista per gli impianti di produzione, nel secondo invece sarà necessaria una revisione attenta delle specifiche tecniche da parte del gestore di rete in modo tale da poterla applicare non solo agli impianti di produzione ma anche alle unità di prelievo (carico).

4.1.2.1 Barriera oggettiva

L'eventuale allargamento della platea dei partecipanti alla fornitura delle risorse di regolazione, in special modo quelle negoziabili sul MSD, implica la rimozione dell'attuale limite di taglia e del vincolo di connessione alla rete di trasmissione, due condizioni previste dal codice di rete vigente. Facendo riferimento all'ultimo censimento da parte dell'Autorità relativo all'anno 2015 degli impianti non rilevanti e di quelli appartenenti alla categoria di generazione distribuita (GD) [3][4], la potenza installata che, in linea teorica², potrebbe essere interessata, già oggi, al processo di apertura è di quasi 26 GW. Occorre tuttavia considerare l'elevata dispersione geografica di alcune tipologie di impianto sulla rete di distribuzione, come avviene ad esempio per l'insieme degli impianti solari fotovoltaici di piccolissima taglia connessi in bassa tensione, oppure di quelli termoelettrici identificati come piccola generazione (PG) e microgenerazione (MG) (in [5] si definiscono unità di piccola cogenerazione e microcogenerazione impianti con taglia non superiore a 1.000 kW e 50 kW rispettivamente). In tali casi non sarebbe praticabile la modalità di partecipazione sul MSD per singolo impianto ma piuttosto solo in forma aggregata.

Nei riguardi delle unità di consumo, invece, attualmente non è prevista la fornitura dei servizi di regolazione da parte di alcuna tipologia di carico, fatta eccezione per i carichi interrompibili (servizio di interrompibilità istantanea, in emergenza, con preavviso [6]³). Quindi l'eventuale apertura anche ai carichi elettrici implicherebbe l'inclusione di tutte le unità di consumo connesse alla rete di trasmissione e di distribuzione.

4.1.2.2 Barriera funzionale

Le regole di dispacciamento in vigore prevedono l'erogazione delle risorse di regolazione da parte di unità di generazione abilitate secondo apposite specifiche tecniche. Tali specifiche, che riguardano principalmente aspetti prestazionali quali la variazione, nell'unità di tempo, della potenza scambiata con la rete (gradiente), la durata "minima" della prestazione richiesta e il tempo di attuazione dell'ordine di dispacciamento di Terna, sono state definite in base alle caratteristiche di un sistema elettrico in cui la generazione era interamente affidata a grandi impianti convenzionali termoelettrici ed idroelettrici. Oggi, il ruolo di tali impianti è completamente mutato per effetto dello sviluppo della generazione rinnovabile. In particolare, in sostituzione delle grandi centrali di produzione programmabili (termoelettrico ed idroelettrico), caratterizzate da gruppi di generazione di grossa taglia, direttamente connessi alla rete di trasmissione e senza par-

¹ Il codice di rete Terna fa un riferimento esplicito alla soglia di 10 MVA per identificare sole le unità ritenute rilevanti per il dispacciamento. Si osserva che tale soglia di taglia di potenza è già contemplata all'interno del decreto ministeriale del 25 Giugno 1999 di definizione degli ambiti del gestore di rete di trasmissione. Un riferimento ancora più preciso a tale soglia è riportato nella deliberazione AEEGSI n. 50/2002 del 26 Marzo (successivamente sostituita con il TICA – Testo Integrato delle Connessioni Attive) e nella legge n. 239 del 23 Agosto 2004 di riordino del settore energetico.

² Infatti alcune tipologie di impianto non sarebbero comunque in grado di partecipare se permane l'attuale vincolo legato alla programmabilità dell'immissione.

³ Il servizio di riduzione dei prelievi per la sicurezza (superinterrompibilità), introdotto nel 2010 nelle isole di Sardegna e Sicilia, con caratteristiche analoghe al servizio di interrompibilità istantanea, è terminato il 31 dicembre 2017 [7]. Occorre osservare tuttavia che i quantitativi di potenza (MW) richiesti nel biennio 2016-2017 (400 MW in Sardegna, 200 MW in Sicilia) sono stati confermati per il periodo 2018-2020 come servizio di interrompibilità istantanea (deliberazione n. 852/2017/R/EEL del 12 dicembre 2017 di modifica della [6]).

tticolari limiti di erogazione della potenza (fonte primaria pressoché illimitata), ora si hanno impianti medio-piccoli costituiti da generatori connessi prevalentemente alla rete di distribuzione e basati su una tecnologia che spesso sfrutta una fonte primaria altamente variabile e poco prevedibile. Inoltre, impianti come quelli eolici e fotovoltaici sono tipicamente connessi alla rete tramite convertitori statici e quindi non sono in grado di fornire un contributo all'inerzia meccanica del sistema, al pari dei generatori convenzionali caratterizzati da masse rotanti (alternatore).

Ad esempio, nelle installazioni eoliche in Italia la taglia dell'aerogeneratore non supera i 3 MW anche se la taglia di impianto può raggiungere valori confrontabili con quella di un impianto convenzionale [8]. Addirittura, facendo riferimento all'anno 2015 risulta che quasi l'80% (ossia circa 14,8 GW) della potenza fotovoltaica installata deriva da impianti con taglia non superiore a 1 MW (38,5% da impianti con taglia compresa tra 200 kW e 1 MW, 20,8% da impianti con taglia compresa tra 20 kW e 200 kW, 18,9% da impianti inferiori a 20 kW). Analogamente per quanto riguarda l'idroelettrico non rilevante (circa 3,3 GW di potenza installata lorda al 2015 [3]), quasi il 75% delle installazioni deriva da impianti con taglia inferiore a 1 MW, pur pesando solo per quasi il 30% della potenza installata complessivamente.

L'ipotesi dunque di una possibile estensione anche agli impianti non rilevanti e rinnovabili non programmabili della fornitura dei servizi di regolazione del sistema implica una revisione anche delle specifiche tecniche da parte del gestore di rete. Ad esempio, alcuni requisiti, quali il gradiente di potenza (es. 3-10 MW/15 min per i servizi di riserva terziaria e di bilanciamento, 50 MW/min per il servizio di riserva terziaria pronta), di durata (es. massima potenza per 4 ore per idroelettrici e a tempo indefinito per termoelettrici per i servizi di riserva terziaria) oppure di massima potenza efficiente (es. le semibande di riserva primaria/secondaria sono riferite alla potenza efficiente di impianto) previsti per i servizi di riserva secondaria e terziaria, non sarebbero conseguibili dagli impianti di piccola taglia e con fonte primaria limitata. In alternativa, le specifiche di gradiente potrebbero essere definite, ad esempio, come una percentuale sulla potenza massima erogabile dall'impianto (al più un gradiente espresso in valore assoluto, ossia in MW/min, potrebbe essere ancora riconsiderato ma finalizzato alla definizione del perimetro dell'aggregazione) mentre la durata dell'erogazione potrebbe essere limitata a poche ore per permettere la partecipazione anche di alcune tecnologie molto prestanti ma limitate alla fonte come i sistemi di accumulo oppure anche alle unità di carico modulabili per poche ore. Inoltre, la stessa definizione del requisito di riserva di potenza andrebbe opportunamente rivista per tener conto di alcune tecnologie come l'eolico e il fotovoltaico che potrebbero essere più disposte a fornire una riserva a scendere piuttosto che una a salire. Questo significa poter dare all'impianto la possibilità di offrire un servizio differenziato in servizio solo a salire oppure solo a scendere (servizio non simmetrico). Occorre osservare che nel caso di una risorsa limitata le fasi di erogazione del servizio vanno opportunamente coordinate con la sessione di contrattazione dell'energia, ad esempio con un Mercato Infragiornaliero (MI) sempre più a ridosso del tempo reale. Infine, considerato che alcune tecnologie come i generatori eolici, fotovoltaici e sistemi di accumulo elettrochimici, si interfacciano con la rete tramite convertitori statici

che assicurano una risposta rapida e flessibile all'impianto, si potrebbe pensare a nuove funzioni di controllo dell'impianto per l'erogazione di alcuni servizi altamente performanti ma non ancora richiesti dal codice di rete Terna vigente come, ad esempio, una regolazione primaria "veloce" di frequenza, una regolazione cosiddetta derivativa in frequenza oppure una modulazione ultra-rapida di potenza reattiva. Nel caso di regolazione derivativa le unità di produzione e di carico sarebbero in grado di fornire anche un contributo in potenza che come effetto sul sistema risulterebbe come un supporto di tipo inerziale simile a quello fornito dalle macchine rotanti.

In generale, quindi, fatti gli opportuni aggiustamenti dei requisiti tecnici da parte del gestore di rete, i nuovi entranti (unità di produzione, unità di prelievo, sistemi di accumulo) potrebbero essere abilitati, in forma singola oppure in forma aggregata, alla fornitura sia delle risorse per i servizi di dispacciamento oggi riservati solo agli impianti di produzione rilevanti programmabili, sia di quelle di nuova concezione.

Di seguito si descrivono le risorse di regolazione che, in prospettiva, potrebbero essere oggetto di una revisione in termini sia di requisiti tecnici minimi che di disciplina di mercato, oppure di una nuova codifica, in previsione di un allargamento della platea dei partecipanti.

La descrizione avviene distinguendo tra le risorse già codificate dal gestore di rete, ossia che derivano da esigenze correnti per la gestione in sicurezza del sistema, e quelle non ancora codificate, ossia risorse di nuova concezione oppure già richieste dai TSO in altri sistemi europei od extra-europei.

4.1.3 Evoluzione delle risorse esistenti

In questa sezione si descrive una possibile evoluzione futura delle risorse esistenti, scambiabili e non tramite mercato per i servizi ausiliari.

4.1.3.1 Risorse scambiabili su MSD

Si tratta delle risorse già ampiamente descritte al Capitolo 2:

- risorse per la risoluzione delle congestioni in fase di programmazione;
- risorse per la riserva secondaria di potenza;
- risorse per la riserva terziaria di potenza;
- risorse di bilanciamento.

I requisiti tecnici minimi previsti ora dal codice di rete potrebbero evolvere in maniera tale da permettere la partecipazione ad aggregati di piccoli impianti sia di generazione che di consumo che di accumulo, oppure ad impianti di produzione non programmabile, con eventuale supporto di sistemi di accumulo. Questo significa la possibilità di offrire la risorsa, ad esempio, in maniera non simmetrica (solo a salire, solo a scendere), con tempistiche commisurate alle caratteristiche dell'impianto e dell'eventuale processo sottostante (gradiente, durata, tempo di attivazione), con distribuzione geografica opportuna e con una diversa segmentazione delle offerte sul mercato (possibile revisione delle attuali offerte a gradino, di minimo/spegnimento e di accensione, possibile revisione delle tempistiche di sessioni di mercato). Dal punto di vista dei nuovi entranti la

partecipazione per la fornitura delle suddette risorse rappresenterebbero sicuramente delle nuove opportunità di business, oltre che contribuire efficacemente al mantenimento in sicurezza dell'intero sistema.

4.1.3.2 Risorse non scambiabili su MSD

Si tratta delle risorse che attualmente il gestore di rete richiede all'impianto "in linea" come servizio da fornire obbligatoriamente senza mercato. Tali risorse oggi sono fornite unicamente dagli impianti di produzione rilevanti, ma in prospettiva potrebbero essere offerte anche da nuovi partecipanti sia lato generazione che lato consumo. Inoltre, alcune risorse prevedono uno scambio continuativo di energia con la rete e quindi il servizio potrebbe essere interessante economicamente qualora venisse offerto su apposito mercato. In particolare, di seguito si descrivono in dettaglio le risorse per la regolazione primaria di frequenza, le risorse per la regolazione di tensione e quelle di essenzialità e capacità.

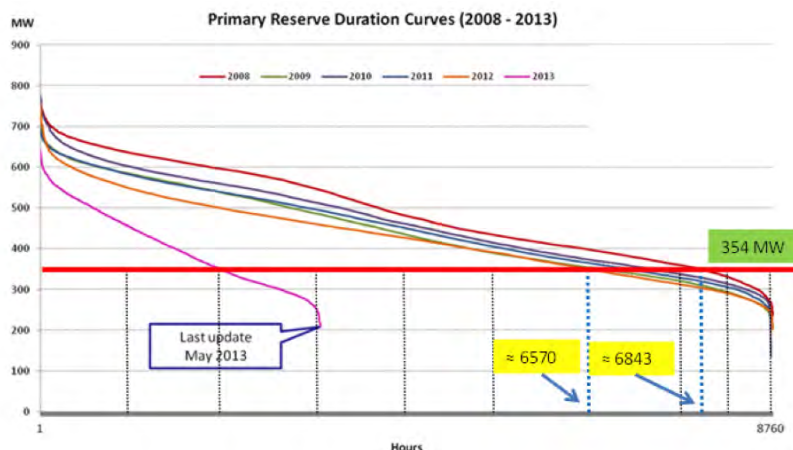
4.1.3.2.1 Risorse per la riserva primaria

Ogni volta che nel sistema si verifica un improvviso sbilancio di potenza attiva di entità rilevante, la frequenza di rete che, in condizioni imperturbate, è impostata al valore nominale (es. 50 Hz nei sistemi europei), devia dal valore di set-point, in aumento (sovrafrequenza) oppure in diminuzione (sottofrequenza). In caso di una insufficiente azione di contenimento da parte della regolazione primaria di frequenza, l'entità della deviazione può risultare estremamente pericolosa per la stabilità di funzionamento dell'intero sistema mettendo così a rischio l'alimentazione delle utenze finali. Allo scopo di preservare un funzionamento del sistema in una regione stabile nei riguardi del comportamento della frequenza, il gestore della rete di trasmissione chiede agli impianti, che si rendono disponibili ad effettuare la regolazione primaria di frequenza, un margine di variazione della potenza attiva da utilizzare come "risorsa per la riserva primaria". In particolare, in accordo con le policy ENTSO-E [9], il gestore di rete Terna dispone obbligatoriamente per tutte le unità di produzione abilitate "in linea" di rendere disponibile almeno $\pm 1,5\%$ della potenza efficiente (almeno $\pm 10\%$ della potenza efficiente nel caso di impianti localizzati in Sardegna e Sicilia⁴). A titolo di esempio, la Figura 4.1 mostra le curve di durata della semi-banda di riserva primaria di potenza resa disponibile dalle unità di produzione in servizio negli ultimi anni (2008-2013) per il sistema Italia. L'ammontare della riserva varia da un minimo di 200 MW ad un massimo di quasi 800 MW; a parità di riserva la durata mostra una progressiva diminuzione negli ultimi anni, evidenziando così una sensibile scarsità di risorsa per la riserva primaria. Richiedendo, ad esempio, una riserva minima di 354 MW (tale valore corrisponde alla media nel periodo 2000-2013 della stima della quota di riserva primaria minima che sarebbe stata richiesta all'area Italia applicando le regole UCTE ai valori a consuntivo dell'energia generata nel sistema Italia stesso), tale quantità non sarebbe garantita per 2.190 ore nel 2012 contro circa 1.917 ore nel 2008.

⁴ Nel caso della Sardegna sempre mentre per la Sicilia solo quando essa è separata elettricamente dal continente.

Figura 4.1

Sistema Italia - curva di durata della semibanda di riserva primaria disponibile nel periodo 2008-2013 (Fonte: Terna).



Attualmente la regolamentazione vigente in Italia non prevede la negoziazione tramite mercato della risorsa per la riserva primaria. Tuttavia, con la deliberazione n. 231/2013/R/eel del 30 Maggio 2013 l'Autorità ha introdotto un meccanismo di trattamento economico della regolazione primaria di frequenza "a consuntivo" al quale le unità di produzione abilitate possono aderire in modo facoltativo. In pratica, in base alle misure effettuate da Terna dell'energia scambiata in rete per la regolazione primaria, dal 2014 l'unità di produzione che aderisce al meccanismo percepisce a consuntivo un controvalore dell'energia erogata; l'ammontare della remunerazione è calcolato sia sulla base dei livelli di prezzo che si sono realizzati nell'ultimo anno consuntivato sul MGP che su quelli dei prezzi accettati e non revocati che si sono realizzati sul MB nel medesimo periodo per il servizio di riserva secondaria. In altri sistemi europei, invece, come ad esempio in Nord Europa, Irlanda e Gran Bretagna oppure Germania (incluse alcune aree di controllo limitrofe) [10], sono previste negoziazioni tramite mercato delle risorse di riserva primaria, tipicamente remunerate in capacità (MW) e non in energia (MWh).

Si osserva inoltre che nei primi orientamenti l'Autorità ipotizza la possibilità di una remunerazione tramite mercato della riserva primaria [11]. In particolare, l'orientamento proposto fa riferimento ad un meccanismo simile a quello in vigore per la riserva secondaria e terziaria (remunerazione in energia) ma limitato alla sola quantità di riserva primaria eccedente la minima obbligatoria. Inoltre, alla fornitura della risorsa per la riserva primaria potrebbero partecipare anche gli impianti non rilevanti, ossia la generazione distribuita e quella da fonte rinnovabile non programmabile (rilevante e non) [12].

4.1.3.2.2 Riserva reattiva per la regolazione primaria/secondaria di tensione

Rispetto alla frequenza di rete il cui comportamento dipende principal-

mente dal bilancio di potenza attiva, il livello di tensione dipende in genere dagli scambi di potenza reattiva fra carico e generazione. In particolare, le unità di consumo determinano un assorbimento di potenza reattiva mentre le unità di generazione sono in grado di immettere o assorbire potenza reattiva. Un livello di tensione non adeguato, ossia caratterizzato da un valore distante dal riferimento desiderato, comporta l'innescare di fenomeni destabilizzanti compromettendo così la qualità della fornitura. Normalmente il gestore di rete ammette un intervallo di variazione della tensione attorno al valore nominale. Allo scopo di mantenere la tensione entro i limiti ammissibili il gestore di rete si approvvigiona presso gli impianti di produzione, che si rendono disponibili ad effettuare la regolazione della tensione, di opportuni margini di potenza reattiva (riserva reattiva). In particolare, il gestore di rete richiede obbligatoriamente alle unità di generazione rilevanti⁵ "in linea" di fornire margine di potenza reattiva da utilizzare come riserva reattiva per la regolazione della tensione a livello locale (regolazione primaria) e regionale (regolazione secondaria⁶) [13][14]. La regolamentazione vigente in Italia non prevede una remunerazione della potenza reattiva. Tuttavia, sarebbe possibile strutturare meccanismi concorrenziali per l'approvvigionamento a termine di capacità di regolazione reattiva, basati sulla remunerazione della disponibilità e sul riconoscimento dei costi variabili sostenuti per erogare il servizio. Ad esempio, in altri sistemi europei, come in Gran Bretagna per l'Enhanced Reactive Power Service – ERPS via Market Tender, è prevista una negoziazione⁷. Inoltre al servizio potrebbero partecipare, oltre alle unità già oggi abilitate, anche le unità non rilevanti e la generazione rinnovabile non programmabile. In particolare, alcuni dispositivi come i sistemi di accumulo e gli impianti connessi tramite interfaccia inverter si prestano ad un funzionamento flessibile sia per la modulazione della potenza attiva che per quella reattiva.

⁵ Si osserva che la fornitura della regolazione di tensione di centrale è prevista laddove ci sia almeno un generatore di taglia non inferiore a 100 MVA. Inoltre, alla regolazione primaria possono partecipare, su base volontaria, anche unità non rilevanti (previo consenso da parte del gestore di rete di trasmissione).

⁶ Il valore di set-point del livello di tensione dei nodi pilota è determinato da un regolatore centrale nazionale (regolazione terziaria di tensione).

⁷ In Svizzera è prevista una partecipazione con remunerazione in tariffa, mentre negli Stati Uniti d'America esistono diverse forme di compensazione.

4.1.3.2.3 Risorse per eventi rari

Si tratta di risorse che sono richieste principalmente in caso di eventi particolarmente gravi [13], quali:

- risorse per l'utilizzo del telescatto, ossia la disponibilità a staccarsi dalla rete su comando del gestore per eliminazione di un sovraccarico;
- risorse per il rifiuto del carico, ossia la disponibilità a mantenersi in marcia sui carichi ausiliari in caso di distacco improvviso dalla rete;
- risorse per la partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico, ossia la disponibilità ad effettuare la ri-energizzazione della rete dopo un evento estremo di black-out;
- risorse per il servizio di interrompibilità del carico, ossia la disponibilità lato domanda a ridurre il proprio prelievo su comando del gestore di rete per alleviare situazioni estreme di sbilanci di potenza attiva.

In prospettiva nuove tecnologie di impianto potrebbero essere disponibili ad effettuare alcuni di tali servizi. Ad esempio, i sistemi di accumulo potrebbero fornire un supporto alla ri-alimentazione del sistema grazie alla loro autonomia di funzionamento, oltre che offrire una variazione istantanea della potenza scambiata con la rete grazie alla loro rapidità di risposta. Gli impianti rinnovabili non programmabili, invece, sarebbero anche loro autonomi e rapidi alla risposta ma sono vincolati alla disponibilità del-

la fonte primaria. Attualmente le suddette risorse, a parte i servizi di interrompibilità istantanea e di emergenza che sono remunerati secondo un meccanismo dedicato [6], non sono remunerate. D'altra parte il servizio di interrompibilità con preavviso prevede già oggi la possibilità di una negoziazione sul MSD. Quindi, in prospettiva tale servizio potrebbe essere offerto sul mercato anche da nuovi entranti. Per le altre risorse, invece, è difficile prevedere un trattamento economico sia a causa dell'essenzialità del servizio che per la sua straordinarietà.

4.1.4 Nuove risorse di regolazione

Si tratta di risorse non ancora codificate ma di cui Terna ha già evidenziato la necessità oppure di risorse di nuova concezione di cui il gestore di rete potrebbe avere necessità in futuro.

4.1.4.1 Nuove risorse in risposta a nuove esigenze

Sulla base dell'utilizzo delle risorse di regolazione negli ultimi anni, delle aspettative di evoluzione del sistema nel breve-medio termine e delle prospettive di sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili (FRNP), il gestore di rete TERNA evidenzia nuove esigenze di riserva terziaria di potenza attiva ([17] Allegato). In particolare, l'incertezza di previsione del livello di immissione delle FRNP causa un utilizzo della riserva terziaria di sostituzione sempre più a ridosso del tempo reale e un aggravio dell'uso della terziaria pronta per raccordare le rampe di carico. Inoltre, alle unità di produzione termoelettriche è richiesto di rimanere in servizio per intervalli sempre più brevi in modo da seguire il profilo della domanda residua, aspetto particolarmente critico negli intervalli in cui il carico residuo subisce un incremento ma per breve tempo (risorsa a salire) oppure negli intervalli di minimo carico ed elevata produzione FRNP (risorsa a scendere). Pertanto il gestore di rete evidenzia la necessità di disporre di ulteriori risorse da parte di unità regolanti particolarmente flessibili, ossia capaci di attivarsi in tempi molto rapidi (*"just in time"*), di mantenersi in/fuori servizio per brevi intervalli, di effettuare una presa/rilascio del carico molto rapidi. Inoltre, sarebbe utile disporre di unità regolanti aggiuntive.

Le nuove esigenze si traducono in una necessità di nuovi servizi:

- pronto avviamento nel caso di riserva terziaria di sostituzione;
- bilanciamento rapido;
- una modulazione delle offerte di accensione in funzione del valore del tempo di permanenza in servizio.

Inoltre, TERNA è orientata ad estendere anche alle FRNP rilevanti la partecipazione al MSD per servizi di risoluzione delle congestioni e del bilanciamento a scendere.

4.1.4.2 Risorse di nuova concezione

4.1.4.2.1 Inerzia sintetica e primaria veloce

Al contenimento delle deviazioni di frequenza potrebbero partecipare anche le unità di produzione rinnovabili (e non) e/o di consumo localizzate sulla rete di distribuzione variando, in risposta ad un segnale locale di frequenza di rete (misurata), la potenza scambiata entro adeguati margini di riserva primaria e con opportune modalità di erogazione (es. tempi di erogazione, statismo, banda morta intenzionale, anche diversi da quelli attualmente previsti per le unità convenzionali).

Inoltre, alcune unità di produzione rinnovabili non programmabili, che si interfacciano alla rete con sistemi inverter, potrebbero fornire una regolazione “rapida” di tipo “primaria veloce” oppure un supporto di “inerzia sintetica” volto a contenere il gradiente di frequenza (c.d. *Rate of Change of Frequency* - ROCOF). Anche sistemi di accumulo, in configurazione stand-alone o in combinazione con FRNP, potrebbero fornire tali servizi. Le nuove risorse di regolazione potrebbero essere volontarie e magari anche scambiabili su apposito mercato (si vedano ad esempio le aste della primaria in Germania e le aste di primaria veloce in Gran Bretagna). Per quanto riguarda la risorsa di inerzia, l'argomento è oggetto di ricerca a livello europeo sia dal punto di vista tecnico [18][19] sia a livello di market design.

4.1.4.2.2 Supporto veloce di tensione

In caso di riduzione repentina del livello di tensione per effetto di un guasto in un punto della rete un impianto tradizionale fornisce naturalmente un supporto transitorio di reattivo mediante iniezione veloce di corrente reattiva. Nel caso, invece, di una macchina interfacciata mediante inverter, tale contributo potrebbe essere richiesto come una risorsa aggiuntiva ottenuta mediante un'opportuna funzione di controllo addizionale.

Questo supporto aggiuntivo potrebbe configurarsi come nuovo servizio, fornibile in modo volontario e magari anche scambiabile su mercato [20].

4.2 La riforma del MSD in Italia

Nel seguito viene descritto il contenuto dei principali documenti di consultazione (DCO) e delibere dell'Autorità alla base della riforma del Mercato per il Servizio di Dispacciamento.



4.2.1 DCO 354/2013

Con il DCO 354/2013/R/eel, l'Autorità mira a sviluppare *“possibili modalità innovative di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento da fonti rinnovabili non programmabili e generazione distribuita”*. Come spiegato chiaramente in tale DCO, *“il rapido sviluppo degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, tra cui fotovoltaici ed eolici, e della generazione distribuita richiede necessariamente una tempestiva evoluzione regolatoria affinché tali impianti possano essere integrati nel sistema elettrico e possano fornire un apporto crescente e sostenibile nel tempo. Per questo motivo sono in corso importanti innovazioni del quadro regolatorio, finalizzate a promuovere una celere e radicale modifica dei criteri con i quali sono state sviluppate e gestite le reti elettriche nel passato. Ciò è ancor più vero in relazione agli obiettivi che la stessa UE si prefigge di raggiungere al 2050.*

Pertanto, l'obiettivo dell'Autorità in relazione alle fonti rinnovabili (soprattutto non programmabili) “elettriche” e in relazione alla generazione distribuita è quello di promuoverne l'integrazione nel sistema elettrico affinché possano fornire un apporto crescente e sostenibile nel tempo, garantendo la sicurezza del sistema elettrico medesimo. Tale obiettivo può essere raggiunto operando su due fronti: da un lato vi è l'esigenza di innovare le modalità di gestione delle reti e degli impianti (ovvero il dispacciamento), dall'altro vi è la necessità di promuovere lo sviluppo delle infrastrutture di rete. Tali aspetti sono fortemente correlati e, in alcuni casi, potrebbero essere tra loro sostitutivi.”

L'integrazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita nelle reti è quindi un obiettivo prioritario da perseguire.

Il DCO 354/2013 si colloca nell'ambito del più ampio percorso avviato con la deliberazione ARG/elt 160/11 ed intende avviare la discussione in relazione alla riforma delle modalità di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento, con particolare riferimento agli impianti di generazione distribuita e agli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili non programmabili nonché alle unità di carico (*demand side management*). Il DCO include un'analisi di diversi possibili modelli di dispacciamento, individuando a grandi linee come, per ciascuno di essi, possano essere reperite ed utilizzate le risorse necessarie. Tali modelli non sono necessariamente implementabili fin da subito sulla base delle normative vigenti nazionali (e, in alcuni casi, europee), ma vengono riportati per definire, in via teorica, possibili scenari futuri. Allo scopo, l'Autorità ha promosso uno studio sviluppato dal Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano, in cui, tra l'altro:

- vengono individuate le risorse per il dispacciamento che potrebbero essere fornite dalle fonti rinnovabili non programmabili e dalla generazione distribuita o dai carichi connessi alle reti di distribuzione;
- vengono analizzati criticamente i diversi modelli possibili per l'erogazione del servizio di dispacciamento sulle reti di distribuzione e, per ciascuno di essi, sono ipotizzate possibili modalità di selezione e di erogazione dei servizi e delle prestazioni necessarie.

In merito al primo punto, i servizi ausiliari che in prospettiva potrebbero essere forniti dalle FRNP e dalla GD riguardano le risorse di regolazione (primaria, secondaria e terziaria di frequenza) e di bilanciamento; inoltre potrebbero riguardare regolazione della tensione mediante assorbimento/erogazione di potenza reattiva, regolazione della tensione mediante riduzione della potenza attiva e funzionamento in isola di porzioni di rete. Queste funzioni elencate possono essere fornite sia dalle FRNP (e dai carichi) connesse alla rete di trasmissione, sia dalla GD e dai carichi connessi alle reti di distribuzione o, in prospettiva, da sistemi di accumulo nella disponibilità dell'utente finale o da operatori di mercato.

Per poter integrare tali risorse nell'ambito del mercato dei servizi ausiliari sarà necessario prevedere, a seconda del modello che si deciderà di implementare, l'integrazione degli attuali mercati MGP, MI, MSD, MB con eventuali altri mercati per il dispacciamento locali in modo da garantire il corretto funzionamento del sistema complessivo; sarà quindi necessario coordinare la successione temporale (in modo da rispettare gli attuali vincoli di tempo relativi sia al MSD ex-ante, sia al MB) e le eventuali gerarchie (stabilendo le corrispondenti priorità) tra i vari mercati.

Chiaramente, la struttura dei mercati locali dovrà essere disegnata in modo unico e omogeneo, insieme con la ridefinizione dell'attuale mercato predisponendo un unico codice per il sistema complessivo.

Nel DCO, quindi, sono ipotizzate tre possibili soluzioni per il dispacciamento degli impianti alimentati da FRNP e della GD:

- la prima soluzione (Dispacciamento Centralizzato Esteso, Modello 1) potrebbe consistere nel gestire tutte le unità a livello centrale nella responsabilità del TSO, mentre l'utente (unità di produzione convenzionali e da FRNP) è responsabile della presentazione di offerte sul MSD (direttamente, cioè come singola unità di produzione, o tramite un eventuale trader);
- la seconda soluzione (Dispacciamento Locale del DSO, Modello 2) potrebbe prevedere un dispacciamento effettuato a livello locale dal DSO che diventa responsabile nei confronti del TSO della presentazione di offerte sul MSD, gestendo tramite un apposito mercato dei servizi per il dispacciamento specifico delle reti di distribuzione le unità di GD (FRNP e non) che sono quindi responsabili della presentazione di offerte verso il DSO (direttamente o per il tramite di un trader);
- la terza soluzione (Profilo di scambio AT/MT Programmato, Modello 3) potrebbe essere quella in cui il dispacciamento è centralizzato ed effettuato dal TSO coinvolgendo le sole unità (di produzione o di consumo) connesse alla rete di trasmissione, mentre il DSO, gestendo le risorse locali presenti sulla propria rete (GD, carico e eventuali sistemi di accumulo) è responsabile del mantenimento di un profilo di scambio predefinito all'interfaccia AT/MT programmato.

I tre modelli presentati presentano peculiarità specifiche, per cui la scelta di quale strada percorrere è complicata analizzando vantaggi e svantaggi di ogni soluzione in relazione alla regolamentazione vigente.

4.2.2 DCO 557/2013

Il DCO 557/2013/R/eel presenta i primi orientamenti dell'Autorità sulla revisione della vigente disciplina del dispacciamento con specifico riferimento alla selezione e remunerazione dei servizi di flessibilità. Il DCO si concentra sui servizi di flessibilità che possono essere offerti da unità di generazione abilitate, mentre i servizi che possono essere offerti da risorse lato domanda (carichi elettrici) saranno oggetto di altri documenti dell'Autorità, tenuto conto di quanto disposto dalla Direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio 25 ottobre 2012 27/2012/UE in materia di efficienza energetica.

In tale DCO si riporta una proposta di TERNA che mira ad abilitare, eventualmente su base volontaria, le UP rilevanti da FRNP alla fornitura di determinati servizi approvvigionati nel MSD quali, in particolare, la risoluzione delle congestioni e il bilanciamento a scendere.

L'Autorità ritiene che la partecipazione delle FRNP al MSD debba essere necessariamente la soluzione da adottare a regime per risolvere le problematiche evidenziate da TERNA. Su questa tematica, l'Autorità ha avviato un pubblico dibattito per la riforma delle modalità di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento, con particolare riferimento alle FRNP.

In particolare, l'Autorità propone:

- in primo luogo, di consentire la partecipazione al MSD – su base volontaria – a tutte le UP (FRNP e non FRNP) con potenza compresa tra 1 MVA e 10 MVA che rispettano gli altri requisiti attualmente previsti dal Codice di Rete per la fornitura di servizi nel MSD;
- in secondo luogo, di consentire agli operatori di aggregare più UP con le suddette caratteristiche ai fini della presentazione delle offerte nel MSD. L'aggregazione dovrà riguardare UP tra loro equivalenti rispetto ai vincoli di rete.

In conclusione, l'Autorità riassume, come mostrato nelle seguenti figure (Figura 4.2 e Figura 4.3), gli schemi per l'architettura del MSD alla luce delle proposte contenute nel documento per la consultazione.

Figura 4.2
Articolazione delle offerte nel MSD per tipologia di UP: (a) MSD ex-ante; (b) MB.

a.

Fase di programmazione del MSD (MSD ex-ante)				
	UP abilitate*			
	Cicli Combinati	Altri Termoelettrici	Non Termoelettrici	
Prestazioni:				
Accensione da freddo	X	X		Attualmente previsto
<i>Warming</i>	X			Proposto nel DCO
Accensione da caldo	X			Proposto nel DCO
Cambio assetto	X			Attualmente previsto
Servizi (Energia in vendita/acquisto):				
Altri Servizi (NRS)	X	X	X	Attualmente previsto
Riserva di capacità:				
<i>Premio</i>	X	X	X	Proposto nel DCO

b.

Fase di gestione in tempo reale del MSD (MB)				
	UP abilitate*			
	Cicli Combinati	Altri Termoelettrici	Non Termoelettrici	
Servizi (Energia in vendita/acquisto):				
Riserva Secondaria (RS)	X	X	X	Attualmente previsto
<i>Riserva Pronta (RP)</i>	X	X	X	Proposto nel DCO
<i>Riserva Rapida (RR)</i>	X	X	X	Proposta nel DCO
<i>Riserva di Sostituzione (RSS)</i>	X	X	X	Proposto nel DCO
Altri Servizi (NRS)	X	X	X	Attualmente previsto

Figura 4.3
Articolazione delle offerte nel MSD: quantità e prezzi: (a) MSD ex-ante; (b) MB.

a.

Fase di programmazione del MSD (MSD ex-ante)			
	UP abilitate*		
	Quantità		Prezzi
Prestazioni:			
Accensione da freddo	n. accensioni da freddo in D		1 gettone x ogni accensione da freddo (€)
Warming	max 1 warming in D		1 gettone per ogni warming (€)
Accensione da caldo	n. accensioni da caldo in D		1 gettone per ogni accensione da caldo (€)
Cambio assetto	n. cambi assetto in D		1 gettone per ogni cambio assetto (€)
Servizi (Energia in vendita/acquisto):			
Altri Servizi (NRS)	Libera (MWh)		Liberi (€/MWh)
Riserva di capacità:			
Premio	Libera (MW)		Liberi (€/MW)

b.

Fase di gestione in tempo reale del MSD (MB)				
	UP abilitate*			
	Quantità riservate	Quantità non riservate	Prezzi riservati	Prezzi non riservati
Servizi (Energia in vendita/acquisto):				
Riserva Secondaria (RS)	Vincolate (MWh)	Libera (MWh)	Vincolati (€/MWh max strike)	Liberi (€/MWh)
Riserva Pronta (RP)	Vincolate (MWh)	Libera (MWh)	Vincolati (€/MWh max strike)	Liberi (€/MWh)
Riserva Rapida (RR)	Vincolate (MWh)	Libera (MWh)	Vincolati (€/MWh max strike)	Liberi (€/MWh)
Riserva di Sostituzione (RSS)	Vincolate (MWh)	Libera (MWh)	Vincolati (€/MWh max strike)	Liberi (€/MWh)
Altri Servizi (NRS)	Vincolate (MWh)	Libera (MWh)	Vincolati (€/MWh max strike)	Liberi (€/MWh)

4.2.3 DCO 298/2016

Con il DCO 298/2016 si avvia la *“Prima fase della riforma del mercato per il servizio di dispacciamento: apertura alla domanda, alle fonti rinnovabili non programmabili e alla generazione distribuita”*.

L'Autorità ritiene che tale prima fase debba essere basata sulla disciplina del dispacciamento oggi vigente, perseguendo l'applicazione del Modello 1 di cui al DCO 354/2013 sopra menzionato. Si prevede inoltre che ogni unità di produzione e di consumo possa accedere a MSD esclusivamente per il tramite del proprio utente del dispacciamento sulla base delle condizioni attualmente vigenti. Le figure del fornitore del servizio di dispacciamento (*Balancing Service Provider*, BSP, ovvero il soggetto che fornisce servizi di dispacciamento al proprio gestore di rete) e del responsabile del bilanciamento (*Balancing Responsible Party*, BRP, ovvero il soggetto responsabile del pagamento dei corrispettivi di sbilanciamento) convergono nella figura dell'utente del dispacciamento.

Il DCO propone di richiedere a Terna di eliminare il vincolo all'abilitazione delle unità di produzione rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili e di consentire l'abilitazione alla partecipazione a MSD anche a insiemi di unità non rilevanti di produzione (incluse unità alimentate da fonti rinnovabili non programmabili) o consumo che rispettano opportuni criteri di localizzazione geografica, andando a costituire delle Unità Virtuali Abilitate (UVA). La prima fase della riforma di MSD dovrebbe inoltre essere caratterizzata da un doppio regime di abilitazione: regime a partecipazione obbligatoria e regime a partecipazione volontaria. Il regime obbligatorio permarrebbe per tutte le unità rilevanti che, sulla base dei requisiti oggi vigenti, risulterebbero abilitate essendo dunque tenute a presentare offerte nel MSD.

Il regime volontario si applicherebbe invece alle unità di produzione rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, alle unità non rilevanti (sia di produzione che di consumo) e alle altre unità rilevanti che non possiedono i requisiti tecnici oggi richiesti per l'abilitazione.

L'abilitazione delle nuove risorse dovrebbe essere ottenibile per la fornitura anche di uno solo dei servizi attualmente previsti dal Codice di rete e dovrebbe essere consentita agli utenti del dispacciamento la possibilità di dichiararsi disponibili alla fornitura di un servizio “asimmetrico” ovvero che preveda esclusivamente un incremento (oppure decremento) del proprio profilo di immissione (oppure di prelievo).

I distributori inoltre dovrebbero segnalare a Terna e agli utenti del dispacciamento interessati l'eventuale presenza di criticità sulle proprie reti di cui tenere conto ai fini della definizione delle unità virtuali di produzione e consumo abilitate alla presentazione di offerte su MSD, avendo la possibilità di dichiarare – con adeguata giustificazione – l'impossibilità di includere una o più utenze connesse alle proprie reti, oppure indicare delle limitazioni ex-ante alla loro possibile movimentazione.

4.2.4 Delibera 300/2017/R/eel e i progetti pilota

Con la delibera 300/2017/R/eel “Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica ed alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo. Istituzione di progetti pilota in vista della costituzione del Testo Integrato Dispacciamento Elettrico (TIDE) coerente con il Balancing Code europeo” l’Autorità, come preludio alla redazione del nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico, ha definito i criteri per consentire alla domanda e alle unità di produzione non già abilitate (quali quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili e la generazione distribuita) la possibilità di partecipare a MSD nell’ambito di progetti pilota. Vengono inoltre definite modalità sperimentali di utilizzo di sistemi di accumulo anche in abbinamento a unità di produzione abilitate. Tutto ciò, con le rispettive ripercussioni sullo scenario italiano, sarà trattato dettagliatamente nel successivo Capitolo 6.

4.3 Bibliografia

- [1] ENTSO-E, Network Code. Webpage: https://electricity.network-codes.eu/network_codes/
- [2] Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI), Prima fase della riforma del mercato per il servizio di dispacciamento: apertura alla domanda, alle fonti rinnovabili non programmabili e alla generazione distribuita, Documento di consultazione, 298/2016/R/EEL, 9 giugno 2016.
- [3] Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI), Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita, per l'anno 2015, Allegato alla delibera 278/2017/I/EEL, 20 aprile 2017.
- [4] Direttiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE.
- [5] Decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, Attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, nonché modifica alla direttiva 92/42/CEE (GU n. 54 del 6-3-2007).
- [6] Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI), Disciplina delle procedure per l'approvvigionamento a termine delle risorse elettriche interrompibili e proroga semestrale dei contratti vigenti, delibera 301/2014/R/EEL, 20 giugno 2014.
- [7] Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI), Disposizioni in materia di servizio di riduzione istantanea dei prelievi di energia elettrica, per il biennio 2016-2017 (superinterrompibilità nelle isole maggiori), delibera 1/2016/R/EEL, 4 gennaio 2016.
- [8] ANEV, Brochure 2017. Link: http://www.anev.org/wp-content/uploads/2017/06/Anev_brochure_2017_10.pdf
- [9] ENTSO-E, Operation HandBook: P1 – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance, version 2009.
- [10] ENTSO-E WGAS, "Survey on ancillary services procurement, balancing market design – 2016", March 2017.
- [11] Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI), Mercato dell'energia elettrica - Revisione delle regole per il dispacciamento, Documento di consultazione, 508/2012/R/EEL, 29 novembre 2012.

[12] Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI), Pubblico dibattito per la riforma delle modalità di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento, con particolare riferimento agli impianti di generazione distribuita e agli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili non programmabili, Documento di consultazione, 354/2013/R/EEL, 1 agosto 2013.

[13] Terna SpA, Codice di rete (2017), Capitolo 4 – Sezione B.

[14] Terna SpA, Codice di rete (2017), Allegato A14.

[15] Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI), Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, delibera 111/2006, 9 giugno 2006.

[16] Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI), Criteri e condizioni per la disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica, ai sensi dell'articolo 2 del decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, delibera ARG/elt 98/11, 22 luglio 2011.

[17] Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI), Mercato dell'energia elettrica. Revisione delle regole per il dispacciamento – orientamenti finali, Documento per la consultazione, 557/2013/R/EEL, 5 dicembre 2013.

[18] ENTSO-E, Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe – Requirements and impacting factors, RG-CE System Protection & Dynamics Sub Group, Report, March 2016.

[19] D. Caldas, M. Fischer, S. Engelken, Inertial Response Provided by Full-Converter Wind Turbines, Brazil Windpower 2015, 1-3 de septembre 2015, Rio de Janeiro.

[20] VTT, DTU, UCD, EWEA, Ancillary services: technical specifications, system needs and costs, deliverable 2.2, REServiceS Project, November 2012. Link: http://www.reservices-project.eu/wp-content/uploads/D2.2_REServiceS_Ancillary-Services.pdf



cap. 5

**LA FLESSIBILITÀ E IL RUOLO
DELLA DOMANDA**

a cura di RSE e Politecnico di Milano

5.1 Le nuove esigenze di flessibilità

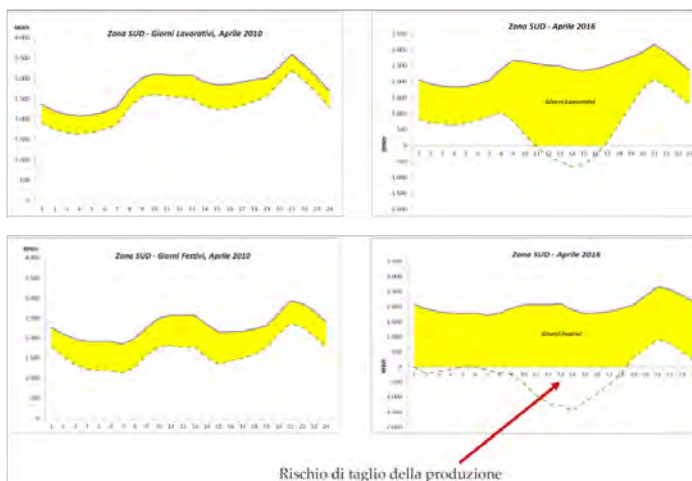
Come è stato accennato nel Capitolo 4, il rapido aumento della produzione da impianti a fonte rinnovabile non programmabile (FRNP) – in particolare eolico e fotovoltaico – accompagnato da una diminuzione della richiesta di energia elettrica in seguito sia alla crisi economica che ad interventi di efficienza energetica, ha causato impatti sia sul funzionamento dei mercati elettrici che sulla gestione delle reti, comportando una modifica nelle modalità di gestione del sistema, con successivi riflessi sui volumi e sui prezzi dell'energia scambiata [4].

Ad esempio, si è assistito ad una variazione radicale del profilo della domanda “residua” (somma dei consumi totali consuntivati alle Unità di Consumo (UC), al netto delle immissioni totali consuntivate alle unità di produzione rilevanti da fonte eolica e solare, e delle immissioni totali consuntivate alle unità di produzione non rilevanti), come è evidenziato in Figura 5.1 in cui si riporta il profilo medio orario del carico totale e del carico “residuo” nella zona SUD nel mese di aprile degli anni 2010 e 2016 [1]: la domanda residua (profilo con tratteggio) è diminuita significativamente al punto che in alcuni intervalli orari, tipicamente nelle ore di massima produzione fotovoltaica, essa si presenta con valori negativi, ossia come un eccesso di generazione da evacuare.

Inoltre, rispetto al profilo della domanda totale, si assiste ad un progressivo aumento della rampa serale per effetto “quasi” contemporaneo della diminuzione della produzione fotovoltaica e dell'incremento del carico serale (picco serale); l'effetto complessivo è un aumento della distanza tra il punto di minimo carico “residuo” diurno e il punto di massimo carico “residuo” serale. Un fenomeno analogo di aumento della rampa di carico si presenta anche nelle ore mattutine, in questo caso per effetto di un aumento del carico mattutino (punta mattutina) che risulta non essere compensato dalla generazione fotovoltaica nelle prime ore del mattino; la distanza tra minimo notturno e massimo mattutino potrebbe essere ulteriormente accentuata anche dalla riduzione anche della generazione eolica. Il fenomeno sopra esposto è particolarmente evidente nei giorni festivi in cui il profilo della domanda totale ha un'ampiezza minore di quella esibita nei giorni feriali.

Figura 5.1

Evoluzione della domanda residua nei giorni lavorativi del mese di aprile nella zona Sud (fonte: AEEGSI).



La necessità di soddisfacimento in sicurezza di una domanda caratterizzata da un profilo come quello illustrato sopra ha fatto emergere nuove esigenze di gestione e controllo del sistema che, per quanto riguarda il sistema di trasmissione, hanno un riflesso sui servizi per il dispacciamento scambiati sul mercato MSD/MB. In particolare, per le azioni di bilanciamento del carico, in presenza di una massiccia immissione da FRNP, si richiedono:

- incremento del fabbisogno di riserva (secondaria e terziaria) per effettuare aggiustamenti in tempo reale sia in aumento (riserva a salire) che in diminuzione (riserva a scendere);
- incremento delle chiamate in avviamento di unità di produzione termoelettriche rilevanti per la costituzione dei margini di riserva necessari alla compensazione di un'eventuale riduzione del livello di immissione da FRNP in tempo reale;
- incremento del livello di utilizzo delle risorse di riserva secondaria e terziaria pronta per bilanciare prontamente in tempo reale le fluttuazioni del carico e della produzione FRNP, soprattutto negli intervalli orari di rampa mattutina e serale, richiedendo quindi azioni rapide da impianti programmabili con elevate capacità di modulazione (tempi rapidi di riposta, trascurabili vincoli di permanenza in servizio).

Per fronteggiare le suddette criticità di bilanciamento con adeguata capacità di regolazione, il gestore di rete di trasmissione necessita sempre più di risorse (riserve) rapide all'attivazione ed approvvigionabili in tempi brevi all'occorrenza (*just in time*), come è stato evidenziato recentemente da Terna circa la necessità di ulteriori prestazioni di flessibilità [5]. In particolare, agli impianti di produzione termoelettrici, che fino a questo momento, insieme a quelli idroelettrici programmabili, rimangono la principale fonte di approvvigionamento delle risorse di regolazione (riserva di potenza at-

tiva e reattiva), è stato richiesto di ridurre il loro tempo di avviamento, di ridurre il loro tempo di permanenza in servizio e di aumentare il loro gradiente di presa e rilascio carico, potendo così rispondere alle esigenze:

a) di utilizzo della riserva terziaria di sostituzione, almeno per una quota parte significativa, sempre più a ridosso del tempo reale (esigenza oggi soddisfatta dall'attivazione della riserva terziaria pronta);

b) di bilanciamento di un profilo di carico "residuo" molto variabile per effetto delle FRNP;

c) di disporre di adeguati margini di riserva pronta per l'inseguimento delle rampe serali;

d) di aumentare le risorse di dispacciamento in condizioni di ridurre, a seguito di un ordine di dispacciamento, la propria produzione, in modo da contribuire a garantire i necessari margini di riserva a scendere.

A livello di rete di distribuzione, invece, l'impatto della penetrazione rinnovabile (principalmente da fonte solare fotovoltaica) si traduce soprattutto nel recente fenomeno di inversione dei flussi di energia verso la rete di trasmissione enfatizzando così, ad esempio, problemi di limitata *hosting capacity* e di congestione su direttrici deboli, oltre a problemi legati ad una variazione dei profili di tensione, che richiedono, in situazioni estreme, anche l'interruzione del servizio (*curtailment* di generazione e/o carico). La risoluzione di tali criticità potrebbe beneficiare dell'impiego di opportune risorse flessibili localizzate direttamente sulla rete di distribuzione. Queste ultime potrebbero provenire sia da impianti di produzione (generazione distribuita) sia da impianti di prelievo (carichi semplici o carichi equipaggiati di risorse di generazione) sia da altri dispositivi quali i sistemi di accumulo elettrochimici (c. d. *battery energy storage system* - BESS) stazionari o mobili (es. veicoli elettrici o *Electric Vehicle* - EV).

Ad esempio, le risorse flessibili potrebbero contribuire ad aumentare la capacità di trasporto della rete di distribuzione, ridurre (effetto di *peak shaving*) o spostare nel tempo la domanda (effetto di *load shifting*), ottimizzare la ripartizione dei flussi di potenza, ridurre le perdite, migliorare la qualità del servizio e l'affidabilità della fornitura.

L'utilizzo di risorse flessibili potrebbe perciò avere ricadute positive sui costi complessivi di funzionamento dell'intero sistema (trasmissione e distribuzione) e della sua futura espansione. In quest'ottica la flessibilità, pur non potendosi sostituire completamente agli investimenti tradizionali sulle reti, potrebbe permettere comunque di ridurre l'entità o addirittura di differirli nel tempo, soprattutto laddove essa fosse opportunamente regolamentata e valorizzata come un insieme di "servizi flessibili".

Evidentemente l'introduzione dei servizi di flessibilità richiede una revisione anche dei ruoli dei diversi attori coinvolti nonché un'evoluzione dell'attuale regolamentazione (regole di dispacciamento e di mercato). Ad esempio, in Italia è in corso una riforma del complessivo disegno di mercato, che lascia intravedere la possibilità per le unità da fonte rinnovabile e la generazione diffusa, e anche per il carico, di giocare un ruolo attivo nel mercato fornendo servizi di flessibilità (delibera n. 300/2017).

5.2 Come ottenere i servizi di flessibilità

Le modalità per ottenere una maggiore disponibilità di flessibilità possono essere raggruppate in diverse categorie [3]:

- requisito di connessione: opportuna modifica dei codici di rete e delle norme tecniche esistenti per imporre requisiti di flessibilità;
- servizi di mercato: i gestori di rete possono esplicitamente acquistare servizi di flessibilità dal/i mercato/i, sia con contratti a lungo termine, sia direttamente sui mercati a termine;
- tariffe di rete: introduzione di strutture tariffarie tali da incoraggiare gli utenti della rete a modificare il proprio comportamento per un uso più efficiente del sistema;
- accordi di connessione: i gestori di rete potrebbero concludere accordi con nuovi clienti per garantire la flessibilità vincolandone in parte la modifica del prelievo/immissione;
- altri approcci che potrebbero svilupparsi in futuro, consistono nel segnalare eventuali congestioni della rete agli utenti della rete.

Nel primo caso, tuttavia, potrebbe accadere che un servizio diventi un requisito stabilito nei codici di rete in uno Stato Membro e un servizio venduto su un mercato in un altro Stato creando una evidente disomogeneità in un contesto attuale che spinge sempre più verso l'omogeneizzazione. Un'ulteriore criticità di questa soluzione potrebbero essere i costi di investimento legati all'imposizione di nuovi requisiti. In altre parole potrebbe essere utile promuovere una concorrenza sul mercato in termini di servizi di flessibilità.

Per quanto riguarda il terzo caso, l'esempio più semplice potrebbe essere l'invio di un segnale da parte del gestore di rete per incoraggiare i clienti a ridurre il consumo nelle ore di punta. In questo modo si potrebbero ridurre i costi a lungo termine per i consumatori, in quanto sarà necessario un minore potenziamento della rete (oppure sarà possibile posticipare tale potenziamento), oltre che ottenere una riduzione delle perdite di rete. La maggior parte degli Stati Membri UE ha sperimentato modalità di tariffazione statica legata all'orario di utilizzo, come le tariffe di picco/non-picco o di giorno/notte. Inoltre, potrebbero in futuro essere sviluppate, anche grazie ai contatori 2G, tariffe più complesse, capaci di offrire nuove possibilità per l'invio di segnali di prezzo. Tuttavia, tali segnali di prezzo, volti ad incoraggiare la flessibilità per ragioni di rete, dovrebbero essere distinti dai segnali di prezzo basati sul mercato. Si osserva infine che più difficile è immaginare il meccanismo a tariffa applicato lato immissione, ossia per stimolare la flessibilità dei generatori.

Relativamente al quarto punto, sulla base degli accordi stipulati i gestori di rete potrebbero operare in modo da consentire ai clienti di connettersi, riducendo i costi e i tempi di connessione, in cambio dell'accesso variabile alla rete proprio nelle aree più critiche per il sistema. Tali accordi potrebbero essere vantaggiosi sia per il cliente, che effettua il collegamento in tempi brevi, che per i gestori di rete: i nuovi clienti della rete si impegnano

ad essere flessibili nell'utilizzo della rete stessa su richiesta dei gestori di rete, in cambio di una connessione meno costosa. La limitazione dell'utilizzo della rete può essere riferita a intervalli prefissati per contratto oppure variabile nel tempo; in quest'ultimo caso si possono utilizzare tecniche di monitoraggio e controllo potenziate per gestire la rete in zone soggette a vincoli, in risposta a condizioni mutevoli. Tali accordi dovrebbero comunque garantire trasparenza e neutralità tecnologica.

In alternativa (secondo punto) possono essere utilizzati strumenti di mercato per l'approvvigionamento di servizi di flessibilità: una soluzione di questo tipo è in corso di implementazione in Italia per i servizi che possono scambiarsi sul MSD da parte di nuovi partecipanti, in particolare le unità di carico, oggetto di particolare attenzione in questo capitolo.

Poiché le risorse di generazione distribuita, insieme al carico, risultano concentrate sulla rete di distribuzione, per l'apertura ai nuovi partecipanti è necessario definire delle nuove modalità di partecipazione al MSD che prevedano anche una evoluzione verso soluzioni più locali. Almeno inizialmente, come sta succedendo in Italia, la partecipazione al MSD dovrebbe avvenire su base volontaria, dando a produttori e consumatori la possibilità di scegliere se fornire o meno i servizi, secondo autonome valutazioni economiche, anche in relazione ai costi per l'abilitazione e ai prezzi di mercato. Il mercato, infatti, deve fornire opportuni segnali di prezzo, valorizzando ciascun servizio, ed evitando distorsioni e/o sussidi indiretti (incentivi sono da prevedere solo per valorizzare esternalità positive che non troverebbero adeguata remunerazione nel mercato). Anche i requisiti di partecipazione dovrebbero essere di natura esclusivamente prestazionale, e quindi *technology-neutral*: è il mercato che deve scegliere di volta in volta il servizio più efficace e a minor costo, selezionando la tecnologia che in quel momento risulta vincente nell'ordine di merito tecnico-economico.

5.3 L'evoluzione degli attuali operatori del sistema e del mercato

Nel contesto delineato, emergono nuove necessità per il sistema che richiedono di mutare le figure, i compiti e i ruoli degli operatori e dei clienti coinvolti. In particolare, nel seguito si fornisce una breve descrizione delle evoluzioni richieste ai gestori di rete e di nuove figure quali l'aggregatore e il prosumer.

5.3.1 Il gestore della rete di trasmissione

Il gestore di rete di trasmissione (altrimenti detto *Transmission System Operator* - TSO) è il soggetto responsabile del dispacciamento: riveste (e rivestirà) un ruolo cardinale nella gestione del sistema. Nel corso degli anni il TSO ha già fatto fronte alle nuove necessità di esercizio dovute alle FRNP, mettendo a punto provvedimenti per definire/mantenere la ca-

pacità di regolazione del sistema. Nell'ipotesi di allargare la fornitura dei servizi oltre le unità abilitate, il TSO dovrà continuare ad approvvisionare i servizi per garantire l'esercizio del sistema, in modo diverso a seconda del modello di mercato prescelto.

Il TSO dovrà in particolare opportunamente coordinarsi con altri attori (es. aggregatore, gestore di rete di distribuzione o *Distribution System Operator* - DSO) in modo da poter fare ricorso anche alle risorse connesse alla rete di distribuzione, incluse quelle più piccole. Inoltre, il TSO dovrà mettere in atto meccanismi per garantire un esercizio del sistema più vicino al tempo reale sia per far fronte alla variabilità delle FRNP sia per consentire alle nuove risorse di partecipare attivamente al MSD. Poiché la variazione della potenza fornita dalle risorse ubicate sulla rete di distribuzione (GD e carico) per offrire servizi di sistema potrebbe comportare problemi sulla rete di distribuzione stessa e, viceversa, la possibilità che queste risorse forniscano servizi per risolvere criticità locali potrebbe incidere sulla complessiva stabilità del sistema (alterando la capacità di regolazione), è necessario definire delle priorità tra TSO e DSO, oltre che un sistema di comunicazione e scambio dati tra di essi, che nel tempo reale consenta il flusso di tutte le informazioni necessarie. In aggiunta, in caso di rete di distribuzione non più dimensionata secondo un approccio *fit&forget*, i servizi locali e i servizi di sistema potrebbero entrare tra loro in conflitto non consentendo al TSO la possibilità di acquistare tramite MSD i servizi che la GD e il carico vorrebbero offrire, ma la cui erogazione comporterebbe vincoli eccessivi all'esercizio della rete di distribuzione (rendendo magari difficile per queste unità la stessa partecipazione al MSD).

L'evoluzione verso mercati locali dei servizi di flessibilità permetterebbe di superare i conflitti sopra menzionati, lasciando al TSO solo l'onere di controllare direttamente le unità connesse alla RTN (incluse le FRNP) e di interfacciarsi ai distributori che fanno da tramite per l'offerta dei servizi al sistema. Al TSO sarebbe comunque richiesto di coordinare il mercato per i servizi di dispacciamento con i mercati locali in modo da assicurare l'approvvigionamento dei servizi al prezzo più economico.

5.3.2 L'evoluzione del ruolo del gestore di rete di distribuzione

Come previsto dal Clean Energy Package, gli Stati membri dovrebbero definire il quadro normativo necessario per mettere in grado i DSO di acquisire servizi al fine di gestire e sviluppare in modo più efficiente il sistema di distribuzione, compresa la soluzione delle congestioni locali, realizzando così un ruolo pro-attivo rispetto al tradizionale ruolo di semplice garante del corretto transito di energia dal sistema di trasmissione al punto di consegna presso l'utente finale. In particolare, i DSO dovrebbero definire prodotti di mercato standardizzati per i servizi acquisiti, garantendo l'effettiva partecipazione di tutti i partecipanti al mercato, tra cui le fonti di energia rinnovabili, la gestione della domanda e gli aggregatori.

In termini pratici, in una prima fase di evoluzione, si prevede che il DSO debba verificare che i limiti di transito in fase di programmazione e in tempo reale dovuti alla partecipazione della GD e del carico ai mercati elettrici

siano compatibili con la capacità della rete locale e con i relativi servizi. In particolare occorrerà risolvere dapprima i problemi locali in modo da permettere l'erogazione dei servizi verso la rete di trasmissione. La gestione a livello più locale delle risorse di flessibilità potrebbe ridurre anche i costi di rete. I DSO dovrebbero infine scambiare tutte le informazioni necessarie coordinandosi con i TSO per assicurare l'uso ottimale delle risorse, garantire il funzionamento sicuro ed efficiente del sistema e incentivare lo sviluppo del mercato.

Si osserva infine che, poiché molti DSO fanno parte di imprese integrate verticalmente, quindi attive anche nel settore dell'approvvigionamento dei servizi di rete, sono necessarie garanzie regolamentari volte ad assicurare la neutralità dei DSO nello svolgimento delle loro nuove funzioni.

5.3.3 La figura dell'aggregatore

Nello scenario delineato dai nuovi modelli di mercato emerge il ruolo fondamentale della figura dell'aggregatore (figura implicitamente identificata con il *Balancing Service Provider* - BSP nel Regolamento (EU) 2017/2195 sul bilanciamento elettrico [2]), responsabile della fornitura di servizi di regolazione al TSO da parte dei clienti finali, e diverso dal venditore/retailer di energia.

Infatti, il coinvolgimento della GD e degli utenti finali connessi alla rete di distribuzione nella gestione del complessivo sistema elettrico da un lato permette di aumentare la flessibilità di esercizio della rete da parte del TSO e del DSO ma dall'altro introduce complessità di gestione di tantissime piccole unità (generazione e carico) da parte degli stessi gestori di rete, soprattutto anche per quanto riguarda gli aspetti relativi alla misurazione e alla verifica della fornitura dei servizi stessi (attività di monitoraggio). Ad esempio, il TSO deve poter fare affidamento sulla fornitura dei servizi richiesti, che devono essere erogati in maniera certa e tempestiva in quanto anche piccole differenze tra quanto richiesto e il servizio offerto potrebbero mettere a rischio la sicurezza del sistema. Analogamente il DSO deve assicurare che l'erogazione dei servizi da parte della GD e dei carichi avvenga rispettando i limiti operativi di funzionamento (es. limiti di tensione, limiti di corrente) della rete di distribuzione, inclusi i punti di scambio con la rete di trasmissione. Questo implica la necessità di opportuni coordinamenti, che devono avvenire tramite adeguati meccanismi e infrastrutture di scambio di informazione, tra i diversi attori coinvolti negli scambi di energia, ossia il TSO, DSO e aggregatore.

Pertanto, la figura dell'aggregatore assumerà un ruolo centrale di interfaccia verso TSO e DSO per la fornitura di servizi da parte di piccole unità (di produzione o di carico) connesse alla rete di distribuzione, facilitando la creazione di una prestazione di risorse significativa per il TSO e quindi la selezione delle offerte da parte di quest'ultimo. Il servizio offerto risulterebbe inoltre di migliore qualità in quanto più certo (ancorché su base probabilistica). Infine potrebbe semplificare la gestione del sistema rendendo più efficiente la misura delle risorse fornite.

L'aggregatore avrebbe in pratica la visibilità di tutte le risorse contemporaneamente sottese al nodo/nodi di rete cui lo scambio si riferisce (in fase sia di previsione, sia di consuntivo), la concreta possibilità di modulare immissioni e prelievi di tutti i clienti nella sua titolarità, e la conoscenza

dei vincoli tecnici sulle unità, inclusi i fuori servizio, i piani di lavoro e le indisponibilità dei gruppi di generazione o di consumo. Dal punto di vista operativo, l'aggregazione dovrà essere realizzata con opportuni apparati concentratori di flussi di informazioni e di comandi, in modo da scambiare i dati necessari e attuare gli ordini conformemente con quanto richiesto dal TSO e DSO e tenendo conto di eventuali dei vincoli della rete locale. Nel seguito di questo rapporto, si considera la figura dell'aggregatore, congruentemente con quanto previsto dalle sperimentazioni in corso in Italia (Delibera 300/17) e che recepisce quanto indicato in [2].

5.4 Definizione della flessibilità ai fini di servizi di rete

Come evidenziato nel Capitolo 4 e nella sezione 5.1, l'esigenza di un allargamento della platea dei fornitori di servizi ausiliari per il sistema è motivata principalmente dagli effetti, rilevati in sede di esercizio dal gestore della rete, della elevata generazione rinnovabile, prevalentemente da fonte non programmabile, sulla gestione in sicurezza del sistema elettrico [4] [5]. In particolare, a causa della ridotta capacità di regolazione in linea, del necessario maggiore approvvigionamento a programma di margini di riserva (secondaria, terziaria) e dell'aumentato ricorso a risorse con attivazione rapida (riserva terziaria pronta), il sistema evidenzia una incrementata necessità di **“servizi flessibili” per il suo mantenimento in sicurezza: si tratta dei servizi di riserva (sia a scendere che a salire) erogabili da impianti caratterizzati da elevata flessibilità di funzionamento (es. rapidità alla risposta, elevata capacità di modulazione), a prescindere dal fatto che siano erogati obbligatoriamente per effetto di prescrizioni tecniche del gestore di rete di trasmissione oppure siano erogati in regime di mercato** [6]. L'impiego di tali risorse flessibili supporta **la capacità del sistema elettrico di rispondere agli squilibri tra immissione e prelievo in ogni momento** (tale capacità è pienamente rispondente alla definizione di “flessibilità del sistema” fornita dal CEER [3]).

Alla fornitura dei servizi flessibili possono quindi partecipare diverse risorse presenti sulla rete finora escluse, quali la generazione rinnovabile non programmabile (rilevante e non), la generazione distribuita (GD), i sistemi di accumulo (storage systems) e le unità di carico. In particolare, l'apertura alla GD e al carico potrebbe offrire anche ai consumatori un'opportunità di partecipazione attiva alla gestione del sistema, grazie ad un maggiore sfruttamento del progresso tecnologico nella gestione dei dispositivi e delle reti, e un'opportunità di possibile risparmio, grazie all'introduzione di meccanismi di competizione di mercato.

Di seguito si fornisce una breve descrizione dei potenziali nuovi partecipanti ai servizi di flessibilità; tali partecipanti potranno accedere al MSD nella forma di Unità Virtuali di tipo UVAC, UVAP e UVAM ai sensi della deliberazione AEEGSI n. 300/2017.

5.4.1 Flessibilità delle unità di generazione

Per quanto riguarda le unità di tipo programmabile oggi escluse dalla partecipazione sul MSD perché di taglia inferiore a 10 MVA, si osserva come gli impianti termoelettrici (ad esempio, impianti cogenerativi – *Combined Heat and Power*, CHP - alimentati da combustibili fossili come il gas naturale) o gli idroelettrici a serbatoio o a bacino sarebbero già ad oggi in grado tecnicamente di fornire gli stessi servizi offerti dalle unità abilitate, sia di tipo termoelettrico, sia di tipo idroelettrico (salvo ovvie differenze circa le quantità di energia e la potenza che potrebbero essere messe a disposizione). Per consentire la loro partecipazione ai servizi sul MSD basterebbe, da parte del Gestore, rimuovere o abbassare l'attuale soglia minima di taglia oggi definita per le unità rilevanti. In questo modo si avrebbe un contributo di servizi flessibili che si aggiungerebbe a quello già fornito dagli impianti di grossa taglia (es. unità turbogas, unità idroelettriche di produzione e pompaggio).

Diversa è la situazione per le unità di generazione di tipo FRNP, che avrebbero, qualora abilitate su MSD, modalità di partecipazione del tutto differenti. Infatti, le FRNP sfruttano una fonte aleatoria e molto variabile e quindi sarebbero tecnicamente in grado di fornire i servizi solo nei momenti di disponibilità della fonte primaria stessa. Inoltre, essendo eserciti sempre alla massima potenza disponibile per la priorità di dispacciamento ad essi accordata, tali impianti non hanno a disposizione margine per effettuare eventuali servizi a salire (incremento della generazione). Ad esempio, per quanto riguarda il servizio di regolazione secondaria e terziaria di frequenza, il punto più difficile da superare resta la disponibilità effettiva della riserva; infatti, tra la creazione della banda e l'eventuale fornitura del servizio, potrebbero passare alcune/molte ore e, data la variabilità della fonte primaria, potrebbe diventare impossibile fornire il servizio perché la banda di riserva, seppur approvvigionata, non esiste più.

Occorre inoltre osservare che, se in prospettiva, al crescere della penetrazione degli impianti FRNP, in particolare di quelli GD, si rendesse necessario estendere anche il servizio di regolazione primaria di frequenza (oggi non oggetto di contrattazione sul MSD), si potrebbero prospettare due alternative:

- il servizio potrebbe diventare obbligatorio per tutte le macchine e in entrambi i versi (a salire/a scendere); quindi, già in fase di installazione, si dovrà considerare un possibile sovradimensionamento dell'impianto necessario per far fronte all'obbligazione;
- il servizio obbligatorio potrebbe essere introdotto solo a scendere, evitando di richiedere una banda di riserva a salire; in questo modo si preserverebbe la massima produzione.

5.4.2 Flessibilità dei sistemi di accumulo

I sistemi di accumulo possono essere vantaggiosamente utilizzati per ridurre o risolvere le criticità delle reti. Ad esempio, l'accumulo di energia consente di ottimizzare l'utilizzo della rete esistente, evitando sovracca-

ricchi nelle ore di massima produzione delle fonti rinnovabili non programmabili, mediante accumulo dell'energia non evacuabile in sicurezza, che può essere successivamente rilasciata al venir meno di tale produzione. L'efficacia di un sistema di accumulo risulta tanto maggiore quanto più questo riesce a minimizzare l'energia producibile da fonti rinnovabili non programmabili che risulta necessario ridurre per mantenere il sistema in condizioni di sicurezza. In questo senso, i sistemi di accumulo diffuso a batterie si prestano a ricoprire un ruolo primario per l'integrazione delle fonti rinnovabili, soprattutto se si considera la loro facilità di localizzazione e rapidità di installazione. La possibilità di installare impianti sulle porzioni più critiche della rete li rende essenziali per ridurre i fenomeni di congestione attuali o che si prevede possano presentarsi già nel breve termine, in attesa o in sostituzione dei rinforzi strutturali di rete che hanno un maggiore impatto ambientale e statisticamente richiedono tempi di autorizzazione e realizzazione complessivamente molto maggiori.

Oltre alla mitigazione degli effetti dovuti alla non programmabilità della generazione rinnovabile, i dispositivi di accumulo possono essere utilizzati per rispondere anche ad ulteriori nuove esigenze derivanti dalla penetrazione massiva della GD. Infatti, i sistemi di accumulo possono essere utilizzati per approvvigionare riserva e fornire risorse di bilanciamento per il sistema elettrico, sia a livello di rete AT – AAT, sia a livello locale garantendo la regolazione dei profili di scambio all'interfaccia tra la rete di distribuzione e la rete di trasmissione. I sistemi di accumulo sono in grado di contribuire in modo particolarmente efficiente al soddisfacimento del fabbisogno di riserva del sistema elettrico a fronte di contingenze che ne impongano l'utilizzo. Potendo immettere o prelevare energia dalla rete i sistemi di accumulo rappresentano, infatti, la risorsa più efficiente per il servizio di riserva sia a salire che a scendere: ogni megawatt installato fornisce potenzialmente il doppio in termini di riserva. I tempi di risposta estremamente ridotti dei sistemi di accumulo li rendono, inoltre, potenzialmente integrabili nel sistema di difesa, permettendo di migliorare la gestione delle risorse di rete esistenti.

D'altro canto, serve considerare che le azioni di flessibilità garantite dai sistemi di accumulo hanno, per loro natura, dei limiti legati alla durata: a differenza degli impianti convenzionali, il tempo di permanenza in un certo stato condiziona il dimensionamento in termini energetici di un sistema di accumulo, e quindi il relativo costo.

I sistemi di accumulo permettono poi di livellare i consumi e i relativi picchi (*peak shaving*) immagazzinando energia nei periodi di basso fabbisogno quando gli impianti di generazione sono costretti a operare in assetti meno efficienti (minimo tecnico) e rilasciandola nei periodi a fabbisogno più alto (*time-shift* di energia) evitando il ricorso a impianti di punta di minore affidabilità e con elevati costi variabili. Tale tipo di servizio può essere d'aiuto per gestire più agevolmente le rampe di carico accentuate determinate dalla tipica curva di produzione del fotovoltaico.

5.4.3 Flessibilità delle unità di consumo

A differenza di quanto ottenibile da impianti di produzione o da sistemi di accumulo, occorre osservare che l'impiego dei carichi (industriali, terziari, domestici) come risorse flessibili comporta in genere la possibilità di utilizzare asset già esistenti per altro scopo e quindi, in alcuni casi, un vantaggio anche in termini di limitazione dell'investimento iniziale. Inoltre, è possibile sfruttare le loro eventuali unità di generazione locale già installate per motivazioni di maggiore affidabilità (es. *Uninterruptible Power Supply* - UPS, gruppi elettrogeni di emergenza) ovvero di maggiore efficienza del complessivo approvvigionamento energetico (es. sistemi di cogenerazione), realizzando così una sinergia tra le funzioni locali già svolte da queste sorgenti e i nuovi servizi di flessibilità richiesti dal sistema elettrico.

La possibilità di un'unità di consumo di modulare il proprio prelievo dipende da diversi fattori che nell'insieme descrivono la "flessibilità" dell'unità di consumo stessa, ossia la capacità di fornire il cosiddetto "*Demand-Side Response Service*" [7]. Ad esempio, la potenza prelevata dalla rete dipende dalle caratteristiche del processo (tipo di carico sottostante), dalla tecnologia dei macchinari elettrici che realizzano la trasformazione (tipo di motori o generatori ausiliari), dal livello di tensione del punto di connessione alla rete, dalla configurazione dell'impianto (distribuzione dei carichi, dislocazione di eventuali unità di generazione locale), dalla potenza installata, ecc.

In generale, un'unità di consumo può essere ritenuta "flessibile", quindi potenzialmente idonea alla partecipazione alla fornitura del "servizio flessibile", quando il processo sottostante consente una modulazione del prelievo dalla rete nei termini delle specifiche tecniche e prestazionali del gestore di rete di trasmissione senza produrre conseguenze apprezzabili per l'utenza finale (es. effetti sul processo sottostante, effetti sul livello di comfort). Inoltre, oltre alla fattibilità tecnica dell'offerta del servizio da parte dell'unità di carico, occorre considerare anche la propensione dell'utente e/o proprietario di impianto (o utenza) a flessibilizzare il proprio consumo (es. schema di remunerazione ritenuto e/o schema di partecipazione ritenuti maggiormente attraenti).

Volendo descrivere la flessibilità delle unità di consumo con alcuni significativi parametri, è possibile considerare i seguenti.

- Velocità di risposta: in base alle caratteristiche del processo sottostante e quindi del livello di utilizzo dell'energia prelevata dalla rete, l'unità di consumo può risultare, ad esempio, più idonea ad effettuare un'azione rapida (variazione istantanea, variazione in secondi/minuti) oppure lenta (ad es. una variazione di prelievo che si sviluppa in un'ora). Nel caso di una modulazione rapida questo parametro può essere ulteriormente articolato in: ampiezza della potenza modulabile, gradiente della modulazione, frazionabilità della potenza modulabile, ecc. Si osserva che la mediazione dell'aggregatore consente la partecipazione al mercato dei servizi anche a carichi che per interrompere/ridurre il proprio prelievo necessitano di tempi di preavviso più lunghi rispetto al termine fissato da Terna per l'aggregato. L'aggregatore ha modo di collocare opportunamente l'interruzione di uno specifico prelievo in una sequenza di interruzioni con un tempo di avvio com-

patibile con le tempistiche del carico in questione.

- **Durata:** in base alle caratteristiche del processo sottostante, la prestazione fornita dall'unità di consumo può essere sostenuta per un tempo definito. Anche in questo caso la mediazione dell'aggregatore allarga la partecipazione all'interrompibilità anche alle unità di consumo che possono garantire esclusivamente interruzioni di breve durata.
- **Frequenza:** in base alle caratteristiche del processo sottostante, la prestazione potrà essere fornita con una frequenza non superiore ad un valore compatibile con la funzionalità dell'impianto. Questo parametro può essere espresso anche in tempo minimo di attesa tra due interventi di modulazione.
- **Periodo:** in base alle caratteristiche del processo sottostante, il servizio di riduzione dell'unità di consumo può essere tempo-dipendente, ossia variare su base oraria, giornaliera, settimanale, stagionale.
- **Temperatura:** in base alle caratteristiche del processo sottostante, il servizio di riduzione dell'unità di consumo può essere temperatura-dipendente, ossia variare in funzione della temperatura ambiente.
- **Programmabilità del ripristino:** in base alle caratteristiche del processo sottostante, occorre considerare l'eventuale recupero dell'energia non prelevata da effettuarsi negli istanti di tempo successivi alla conclusione della riduzione; ciò implica una variazione in incremento del successivo profilo di prelievo dell'unità di consumo. La variazione in incremento per consentire il ripristino del prodotto/servizio idealmente non dovrebbe causare uno sbilanciamento nel programma di prelievo, pertanto dovrebbe essere riprogrammata nella prima sessione di mercato disponibile (ad esempio, nella prima sessione disponibile del mercato infragiornaliero).
- **Presenza risorse di sostituzione:** occorre osservare che la riduzione del prelievo da rete da parte di un sito di consumo non si ottiene necessariamente riducendo il consumo elettrico dell'aggregato ma anche sostituendo il prelievo con energia generata/accumulata all'interno del sito. Ad esempio la sostituzione può avvenire facendo ricorso a:
 - o unità di (co)generazione già presenti nel sito con disponibilità di un margine di potenza normalmente non utilizzato (ad es., a causa della contrazione negli anni della produzione industriale del sito). Tale opportunità è stata sfruttata da alcuni progetti pilota UVAC attivati nell'estate 2017;
 - o sistemi di accumulo elettrochimici utilizzati ad esempio per il backup dell'alimentazione elettrica in caso di mancanza di alimentazione dalla rete.
- **Presenza di unità di carico interrompibili:** il processo sottostante potrebbe essere già soggetto a modulazioni richieste dal servizio di interrompibilità (istantanea, di emergenza, con preavviso). In tal caso l'ulteriore richiesta di servizio flessibilità potrebbe aggiungere maggiore complessità e/o costo, così come potrebbe avvalersi di infrastrutture di comunicazione già presenti in impianto (cfr. punto "Infrastrutture ICT").
- **Costi di adeguamento dell'impianto:** l'interruzione del prelievo non deve determinare disfunzioni nei componenti d'impianto o sprechi

rilevanti nel processo produttivo (es. costi per riavviamenti); eventuali adeguamenti degli impianti o modifiche nel processo produttivo per far fronte ai disagi dovuti all'interruzione devono avere costi contenuti.

- Organizzazione del lavoro: occorre valutare gli effetti dell'interruzione del prelievo sull'organizzazione del lavoro nel sito coinvolto; in particolare occorre valutare se l'interruzione comporti modifiche nei turni di lavoro o attivazioni su chiamata di personale non in servizio.
- Infrastrutture ICT (*Information & Communication Technology*): oltre alla fattibilità tecnica dettata dal processo sottostante, occorre considerare anche eventuali interventi per il monitoraggio e il controllo dell'impianto (es. installazione di apparati di misura, infrastrutture di comunicazione, dispositivi di comando, ecc.),

5.4.4 Esempi di risorse flessibili da unità di consumo

Si ritiene ora utile svolgere qualche considerazione di maggiore dettaglio sulla possibile flessibilità delle principali categorie di carichi:

- industriali¹,
- terziari²,
- domestici³.

Si osserva innanzitutto che gli usi finali nel settore elettrico nazionale non sono del tutto analoghi a quelli riscontrabili in altri Stati membri dell'Unione Europea, o, in generale, nel contesto internazionale.

In Italia l'impiego del vettore elettrico risente, infatti, di alcune caratteristiche particolari, quali l'elevato costo unitario dell'energia elettrica, nonché la presenza di costi associati alla potenza contrattuale disponibile a ciascun utente. L'elevato costo unitario del kilowattora (caratteristica costante nei decenni, legata a fattori strutturali della produzione elettrica nazionale) ha condotto perciò a una ridotta penetrazione del vettore elettrico e a un più esteso uso finale di altri vettori (quali il gas naturale), riducendo così gli usi termici dell'energia elettrica nel panorama nazionale rispetto ad altri Paesi. Di fatto, essendo la flessibilità dei consumi elettrici legata alla possibilità di accumulare energia, anche in forme diverse, nel corso del processo produttivo, la presenza molto ridotta di usi termici dell'energia elettrica si traduce in un difficile reperimento di risorse elettriche flessibili, sia nei processi industriali, sia nel settore terziario, dove il riscaldamento ambiente è raramente ottenuto per via elettrica.

La ridotta disponibilità di risorse da flessibilizzare è particolarmente accentuata nel settore domestico, dove agli alti costi del kilowattora (si pensi alle tariffe elettriche progressive in vigore per decenni, e in parte ancora in essere) si aggiunge la natura binomia della tariffa, che prevede una parte significativa dei costi associata alla potenza contrattuale: queste due condizioni comportano che il consumo elettrico degli utenti domestici italiani sia più ridotto della media europea, come facilmente riscontrabile tra confronti internazionali (consumo medio di una famiglia in Italia: 2.777 kWh l'anno; in Germania: 3.512 kWh all'anno; in Francia: 6.343 kWh [8]).

¹ Categorie Terna di suddivisione dei consumi elettrici: manifatturiera di base, manifatturiera non di base, costruzioni, energia e acqua.

² Categorie Terna di suddivisione dei consumi elettrici: servizi vendibili, servizi non vendibili.

³ Consumi residenziali.

5.4.4.1 Settore industriale

Focalizzando l'attenzione sul settore industriale, si elencano alcune tipologie di processo con caratteristiche che potrebbero renderle idonee alla partecipazione a MSD tramite modulazione, in particolare in riduzione, del prelievo.

- produzioni in cui sono presenti processi *batch*, la cui esecuzione può essere traslata nel tempo, con limitati investimenti sul processo produttivo.
- processi con output stoccabile (es. semilavorati in forma liquida/gasosa accumulati in serbatoi), la cui interruzione per un tempo limitato non blocca le fasi del processo a valle. Questi casi si configurano come accumuli indiretti dell'energia elettrica (es. industria dei gas tecnici).
- disponibilità di impianti/macchinari con capacità produttiva in eccesso, che può essere utilizzata successivamente all'interruzione per ricostituire lo stock del prodotto che si è ridotto per effetto dell'interruzione.
- sostituibilità del prodotto/servizio fornito dal vettore elettrico con altri vettori energetici (es. sostituire un processo di concentrazione di alimenti basato sulla compressione meccanica del vapore con un processo di evaporazione mediante energia termica).

In altri termini, sembrerebbero idonei processi produttivi "a isole", articolati in fasi di lavoro ben separabili e con la possibilità di stoccare temporaneamente il semilavorato di una fase, prima che esso vada in ingresso alle fasi successive. Inoltre, particolarmente adatte sono le situazioni nelle quali in ciascuna isola operano macchine in parallelo: in questo caso la riduzione del prelievo si può ottenere fermando alcune macchine senza con questo bloccare la lavorazione a valle, come dettagliato nel box per un processo di produzione di gas tecnici.

BOX – La partecipazione della domanda nell'industria della produzione dei gas tecnici

Nel settore della produzione dei gas tecnici, il processo di riferimento è il frazionamento dell'aria, da cui si ottengono i gas separati. Trattasi di un processo continuo basato su distillazione criogenica.

La produzione si configura in due diverse modalità:

1. produzione per clienti connessi con *piping* dedicato (es. petrolchimico): si tratta di un processo continuo, con una produzione di base e su cui possono innestarsi dei picchi (caso 1);
2. produzione presso la sede del fornitore e consegna del prodotto al cliente mediante trasporto su gomma (caso 2).

In entrambi i casi la produzione dispone di serbatoi di accumulo dove viene immagazzinata una parte o tutto il prodotto (caso 2) prima del suo utilizzo o della sua consegna. Il caso 2 si presta maggiormente alla partecipazione al MSD tramite una riduzione del prelievo di energia elettrica. Il carico da interrompere è quello relativo alla colonna di frazionamento. E' tuttavia importante che durante la fase di interruzione venga mantenuto l'equilibrio fisico/chimico della colonna, in quanto se ciò non accadesse il ripristino della colonna potrebbe richiedere anche più giorni. Si ritiene che

l'equilibrio della colonna non venga compromesso per interruzioni fino a 2 ore. Una volta conclusa l'interruzione, sono comunque necessarie alcune ore per la ripresa della produzione: in tale periodo il processo consuma energia senza fornire il prodotto (gas). Il consumo per la riattivazione del processo deve quindi essere considerato tra i costi della partecipazione della domanda al MSD. Il disturbo alla produzione indotto dalla riduzione del prelievo si riduce sensibilmente nei casi in cui l'interruzione avvenga appena prima di una fermata programmata. In tal caso al termine dell'interruzione si può procedere con l'intervento di manutenzione, risparmiando i tempi e i costi di rimessa in servizio del processo.

Tra i costi di "investimento" per rendere possibile il servizio di interruzione, oltre al dispositivo per la disconnessione e alla linea di comunicazione (che potrebbero essere già presenti se l'impianto partecipa al servizio di interrompibilità senza preavviso) occorre prevedere un incremento dei volumi di stoccaggio, mentre potrebbe non essere necessario rivedere il numero delle colonne di frazionamento, se esse hanno già un margine di incremento della produzione per ripristinare lo stock successivamente ad un'interruzione.

L'interruzione del prelievo di fatto riguarda i compressori presenti nel processo (si realizza fermando i compressori della colonna di frazionamento). Solitamente l'interruzione riguarda macchine singole. Esse hanno dimensioni variabili a seconda dell'impianto e possono raggiungere anche qualche MW di potenza.

Occorre osservare, infine, che le interruzioni con preavviso (15 minuti) determinano uno stress del macchinario decisamente minore rispetto a quello causato dal servizio di interrompibilità istantanea.

5.4.4.2 Settore terziario

Nel settore terziario hanno un certo grado di flessibilità i centri commerciali, i data centre, i sistemi di telecomunicazione. In tali tipologie di carico, infatti, è possibile controllare, entro certi limiti, i consumi dei sistemi di riscaldamento/climatizzazione e di refrigerazione/congelazione. Inoltre, nel primo e nel terzo caso, i carichi si distinguono per la loro grande capillarità di diffusione: complessivamente, si avrebbe a disposizione molta potenza modulabile, eventualmente in forma aggregata, e distribuita geograficamente.

Il settore terziario risulta di particolare interesse anche per la presenza di risorse energetiche locali, potenzialmente sfruttabili come sorgenti di flessibilità. Infatti, si riscontra la presenza diffusa di risorse insite nelle unità di consumo, quali UPS, generatori di emergenza, sistemi di cogenerazione; tali risorse, di fatto, consentono di modulare e rendere flessibile non già il consumo finale di processo (che rimane sostanzialmente inalterato), bensì il prelievo dalla rete elettrica.

Le suddette considerazioni hanno condotto alla scelta di focalizzare i casi studio (illustrati in dettaglio nei paragrafi seguenti) sul settore terziario che mostra una più significativa presenza di risorse energetiche locali di sostituzione, che è possibile sfruttare (in alcuni casi direttamente; in altri a valle di opportune implementazioni) come possibili sorgenti di flessibilità, da valorizzare sul MSD a favore del sistema.

5.4.4.3 Settore domestico

Come accennato prima, occorre osservare che nel caso dell'Italia i carichi domestici potrebbero non presentare una rilevante propensione alla flessibilità, per effetto dell'abolizione della progressività delle tariffe (completata a partire dall'1 gennaio 2019) e della scarsa diffusione di dispositivi elettrotermici.

Il coinvolgimento degli utenti finali nella gestione delle reti elettriche intelligenti è comunque un requisito essenziale nello sviluppo del sistema elettrico del futuro; infatti, ciò che serve non sono solo sistemi evoluti, ma anche, e soprattutto utenti della rete in grado di sfruttare le opportunità dell'innovazione tecnologica, adeguando i propri impianti di produzione e di consumo.

In futuro, le applicazioni elettriche presenti nell'abitazione (sia dispositivi che consumano energia, come gli elettrodomestici, sia dispositivi che producono energia, come pannelli fotovoltaici) e i sistemi di rilevamento utilizzati per monitorare le attività degli utenti (ad esempio, utilizzo degli elettrodomestici) saranno collegati con gli aggregatori (ovvero mediatori tra i consumatori, i produttori, i mercati e gli altri partecipanti del sistema elettrico) o rivenditori di elettricità che offrono il servizio *Demand Side Management/Demand Response*, soprattutto sulla rete di distribuzione. I clienti finali che avranno acquisito maggiore consapevolezza potranno perseguire comportamenti virtuosi, finalizzati ad un uso più efficiente dell'energia elettrica anche su comando/impulso del DSO. Il DSO, infatti, potrà in questo modo sviluppare e proporre diverse formule per promuovere il comportamento efficiente degli utenti e allineandolo alle esigenze della rete di distribuzione, come ad esempio:

- *load leveling*, in cui la regolazione del carico è ottenuta attraverso la ridistribuzione della potenza assorbita dall'utenza nei diversi periodi della giornata a parità di energia prelevata;
- inseguimento di un profilo di carico prestabilito, in cui la regolazione del carico è effettuata attraverso la modifica della curva di prelievo della giornata;
- *on demand*, in cui la regolazione del carico è effettuata in tempo reale dal DSO che invia ai clienti connessi alla rete il valore o il profilo da seguire.

Queste funzionalità saranno maggiormente implementabili se abbinate a sistemi domotici intelligenti. La disponibilità di un sistema domotico potrà, infatti, beneficiare delle informazioni sui consumi energetici per adattare il proprio comportamento al fine di evitare situazioni critiche, come ad esempio il superamento della soglia massima di potenza impegnabile, o la minimizzazione della spesa energetica. In questo scenario, elettrodomestici intelligenti potranno automaticamente ridurre il loro consumo, quando l'assorbimento complessivo supera le soglie preconfigurate o nelle ore del giorno in cui il prezzo dell'energia è più alto rispetto a quello che l'utente indica come massimo accettabile. Scenari più evoluti prevedono la possibilità di modificare il comportamento del sistema-casa anche in base alla variazione continua del prezzo dell'energia grazie, anche, a più avanzati sistemi di regolazione. A tal fine, servirà un'intelligenza centralizzata che possa pianificare le attività dei dispositivi domotici, ad

esempio intervallando le fasi maggiormente dispendiose di diversi elettrodomestici, permettendo comunque la corretta esecuzione dei loro cicli operativi.

5.5 Casi studio per il servizio di flessibilità

Come già osservato, la capacità della domanda di contribuire al controllo del sistema elettrico dipende dalla flessibilità della risorsa offerta, ossia dalla capacità del processo sottostante di modulare il prelievo dalla rete, dalla tecnologia dei macchinari utilizzati nel processo di trasformazione dell'energia (es. motori, generatori, accumulatori), dalla dislocazione dei punti di prelievo (unico sito oppure multi-sito), dal livello di potenza impegnata, ecc. In particolare, nei riguardi della dislocazione occorre osservare che più una risorsa è distribuita, maggiore è la sua capacità di intervento per risolvere problemi sia di tipo globale (controllo della frequenza) che di tipo locale (es. controllo della tensione, risoluzione di fenomeni di congestione) [9], naturalmente purché il volume complessivo della risorsa che si riesce ad attivare in ciascun intervento sia non trascurabile.

Per illustrare queste diverse caratteristiche, concentrando (per i motivi già esposti nel paragrafo 5.4.4) l'attenzione sulla possibilità di sfruttare risorse energetiche locali predisposte per altre finalità, nel seguito si descrivono alcuni casi di studio relativi a sistemi di telecomunicazione (Sezione 5.5.1), ai Data Center (Sezione 5.5.2), e ai sistemi di cogenerazione associati a un carico del settore terziario (Sezione 5.5.3). Le analisi tecnico-economiche di dettaglio saranno riportate nel Capitolo 8.

5.5.1 Carico multi-sito: le Stazioni Radio Base (SRB)

5.5.1.1 Contesto e introduzione al caso studio

La stazione radio base (SRB) per le telecomunicazioni mobili (telefonia mobile) rappresenta una tipologia di carico multi-sito ampiamente diffuso sul territorio nazionale, e facilmente controllabile ai fini della flessibilità. Infatti, la telecomunicazione mobile si avvale di un insieme numeroso di impianti di tale tipo distribuiti sull'intero territorio nazionale e gestiti con un sistema di controllo centralizzato.

Una SRB è realizzata secondo uno schema modulare, che prevede un'alimentazione principale dalla rete. Sono poi presenti sorgenti locali di energia, destinate ad aumentare la disponibilità del processo produttivo: si tratta di un'alimentazione di emergenza mediante un pacco di accumulatori, con eventuale supporto di gruppi elettrogeni. Questo significa che una struttura di controllo di un sito può essere facilmente replicata per l'intero parco impianti, e perciò anche la flessibilità fornita da un sito è facilmente reperibile presso tutte le installazioni. Coordinando opportunamente tutte le installazioni, o molte di esse, tramite il controllo, si

può quindi mirare a svolgere un servizio aggregato efficace. Per contro, il coordinamento di numerosi siti richiede un'infrastrutturazione estensiva (soprattutto dal punto di vista del controllo remoto e della misura) che si aggiunge al normale ammodernamento dei siti stessi.

Nel seguito, si intende studiare la fattibilità tecnica della partecipazione a servizi di flessibilità da parte di SRB, sfruttando proprio gli accumulatori o i gruppi elettrogeni ivi installati. Si richiamano pertanto le caratteristiche tecniche di tali dispositivi, oltre che del carico che essi normalmente supportano, rimandando la relativa analisi costi-benefici al Capitolo 8.

5.5.1.2 Stazione radio base

La stazione radio base (SRB) è un impianto impiegato per ricevere e ritrasmettere segnali per la telefonia mobile. Una caratteristica fondamentale delle SRB è la distribuzione capillare sul territorio: infatti, ogni SRB è in grado di servire adeguatamente una porzione limitata di territorio (cella). Si stima che in Italia siano attive più di 50.000 SRB alimentate quasi interamente dalla rete elettrica [10]. La potenza installata in una SRB è normalmente dell'ordine di qualche decina di chilowatt (ma può arrivare anche fino a centinaia di chilowatt) [11]; tuttavia il fattore di utilizzo varia a seconda delle condizioni climatiche e soprattutto in virtù dell'ammodernamento delle apparecchiature IT e di *cooling* che, sulla spinta dell'efficientamento degli ultimi anni, richiedono sempre meno potenza⁴.

Il carico sotteso alla SRB è composto da: utenze in corrente continua (c.c.) e utenze in corrente alternata (c.a.). Le prime sono essenzialmente costituite dagli apparati di trasmissione dati; il carico in c.a. è invece rappresentato dagli impianti di climatizzazione e illuminazione del locale. Come è mostrato in Figura 5.2, in una SRB *on-grid* l'alimentazione dei carichi è assicurata dalla rete elettrica e, in caso di interruzione della fornitura, da una sorgente in emergenza. Quest'ultima è costituita in genere da un accumulatore, eventualmente supportato da un gruppo elettrogeno (non sempre presente presso il sito e, in genere, ivi trasportato a seguito di un guasto prolungato sulla rete elettrica⁵): il primo interviene ad alimentare i carichi in c.c. mentre il secondo si accende per alimentare sia il carico in c.c. che quello in c.a.

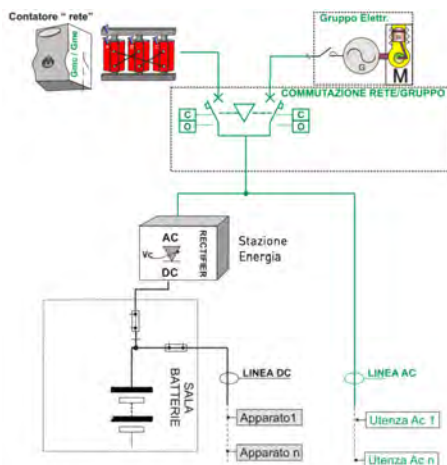
⁴ L'adeguamento del contratto di connessione non avviene sempre in modo automatico e pertanto la potenza disponibile per il sito rimane quella definita in origine, pur essendo ridotte nel tempo le reali esigenze del sito stesso. Ai fini della flessibilità, il valore del servizio è legato alla potenza realmente prelevata dal sito e non alla potenza disponibile.

⁵ Infatti il gruppo elettrogeno non è costantemente presente in tutte le SRB, ma solo in quelle più importanti; nelle altre è eventualmente reso disponibile in loco da personale tecnico in presenza di un guasto prolungato sulla rete pubblica.



Figura 5.2

Schema tipico di alimentazione di una stazione radio base (SRB) on-grid.



5.5.1.3 Principali assunzioni

Con riferimento allo schema di Figura 5.2, all'interno di ogni SRB sono disponibili due tipologie di sorgenti ausiliarie, l'accumulatore e il generatore diesel. Tali sorgenti, tenute normalmente in *standby*, potrebbero all'occorrenza intervenire per alimentare il carico della SRB modulando così la potenza prelevata dalla rete. La fattibilità della nuova modalità di funzionamento delle sorgenti va tuttavia valutata sulla base delle caratteristiche sia delle stesse sorgenti che del processo sottostante.

Profilo di carico

Le utenze presenti nella SRB mostrano un profilo di prelievo pressoché costante nei giorni freddi e più variabile nei giorni caldi [12]. La componente variabile è riconducibile principalmente al sistema di climatizzazione che si attiva tipicamente nelle ore pomeridiane nei giorni freddi e in quasi tutte le ore del giorno nei giorni caldi. L'energia prelevata per il sistema di climatizzazione pesa all'incirca per 1/3 sul prelievo totale. Il carico della SRB non presenta quindi particolare variabilità nel tempo, perciò le due sorgenti potrebbero effettivamente intervenire in qualunque momento per ridurre il prelievo dalla rete.

Accumulatori

Con riferimento alla Figura 5.2, la funzione degli accumulatori è quella di rimpiazzare l'alimentazione dei carichi in c.c. in caso di interruzione della fornitura da parte della rete elettrica. Una volta terminata l'alimentazione dei carichi sottesi, il ripristino della carica avviene prelevando potenza dalla rete. Il processo di ricarica può avvenire in un tempo più o meno

breve a seconda della tecnologia (in particolare a seconda del rapporto, in ore, fra energia e potenza nominali) e del livello di potenza assorbita per la ricarica, considerando anche le perdite interne all'accumulatore e della Stazione Energia (dispositivo elettronico di conversione a.c./c.c.). Tipicamente nelle SRB si impiegano accumulatori di tipo piombo-acido a valvole o VRLA - *Valve-Regulated Lead-Acid* [10]; tuttavia è possibile l'impiego anche di altre soluzioni come ad esempio accumulatori a ioni-litio oppure al sale⁶. Si osserva che per applicazioni sulla rete di distribuzione il rendimento complessivo degli accumulatori può variare da un minimo del 75% ad un massimo del 95% [13]. A seconda delle esigenze di alimentazione da garantire, la capacità dell'accumulatore può variare da poche ore fino ad una copertura di 24 ore o più (es. settimanale). Nei sistemi a piombo-acido di tipo VRLA, ad esempio, si può assumere indicativamente una capacità con durata di 2-10 ore^{7,8,9}.

Occorre osservare che l'eventuale utilizzo di un accumulatore per un servizio di flessibilità implica una gestione operativa dell'accumulatore diversa rispetto a quella prevista originariamente, con eventuale impatto anche sul processo di invecchiamento. Infatti, una eventuale accelerazione dell'invecchiamento può comportare la necessità di una sostituzione anticipata di alcuni elementi dell'accumulatore. Cautelativamente si può assumere un tasso di decadimento della capacità pari al 10% annuo con un ciclo di carica/scarica a giorno.

Altro parametro di rilievo è il tempo per cui tale servizio può essere offerto che dipende, oltre che dallo stato di carica della batteria, anche dalla temperatura che si raggiunge nel sito a causa della riduzione/azzeramento, nel caso in cui non sia presente un gruppo elettrogeno, del sistema di cooling. Ciò significa, ad esempio con riferimento ai parametri richiesti dal Regolamento UVAC di Terna, che il servizio di 3 ore potrebbe non essere fornito per il tramite di un solo sito, ma attraverso più siti usati in serie tra loro fino al raggiungimento della prestazione attesa.

Infine, l'eventuale prestazione di flessibilità implica una variazione della potenza prelevata dalla rete secondo le specifiche del gestore di rete di trasmissione. Ad esempio, facendo riferimento ai progetti pilota Terna ai sensi della deliberazione n. 300/2017, all'unità di consumo è richiesto di modulare la potenza secondo un gradiente di circa 0,3 MW/min. Occorrerà quindi verificare che il sistema di controllo della Stazione Energia sia in grado di garantire una modulazione del prelievo secondo, ad esempio, tali specifiche.

Gruppo elettrogeno

Il gruppo elettrogeno, composto da un motore primo (motore diesel) e da un generatore elettrico, ha la funzione di rimpiazzare la mancata alimentazione dalla rete elettrica. Diversamente dall'accumulatore, l'autonomia della sorgente non dipende dalla capacità di accumulo degli elementi elettrolitici bensì dalla capacità del serbatoio contenente il combustibile (gasolio). Inoltre, una volta svolta la funzione di servizio in emergenza, il generatore non necessita del ripristino della carica ma piuttosto di un eventuale rabbocco del serbatoio di combustibile. Peraltro, sul consumo del combustibile può incidere significativamente anche il rendimento della macchina: per un gruppo elettrogeno di piccola potenza si può assumere un valore dell'ordine del 25% mentre per macchine di taglia medio-gran-

⁶ Un esempio di applicazione per telecomunicazioni in Sud Africa è costituito dagli accumulatori sodio-cloruro di nickel della Fiamm Sonick.

⁷ Applicazioni TELECOM di FIAMM.

⁸ Applicazioni TELECOM della C&D Technologies – Power Solutions.

⁹ Applicazioni TELECOM della EXIDE Technologies.

de il rendimento può arrivare fino al 35% [14][15].

Infine, come evidenziato per l'accumulatore, anche per il gruppo elettrogeno l'eventuale prestazione di flessibilità implica l'adeguamento (retro-fitting) alle regole tecniche di connessione, per consentire l'esercizio in parallelo con la rete BT (oggi escluso ai sensi della Norma CEI 0-21).

Disponibilità delle sorgenti

L'utilizzo delle sorgenti ausiliarie in SRB per svolgere servizio di flessibilità va valutato, oltre che sul profilo del carico sotteso, anche sull'effettiva disponibilità di tali sorgenti in modo tale da non compromettere il servizio di alimentazione in emergenza. Occorre quindi valutare se il tasso di interruzione dell'alimentazione dalla rete sia compatibile o meno con la nuova modalità di funzionamento delle sorgenti. Con riferimento all'anno 2015¹⁰ per le utenze alimentate in bassa tensione BT gli indicatori di continuità del servizio evidenziano che in tale anno si sono verificate mediamente 1÷2 interruzioni brevi (durata inferiore a 3 minuti) o lunghe (durata superiore ai 3 minuti). Questo significa che mediamente le sorgenti di emergenza possono essere considerate come sorgenti mantenute in *standby* nella quasi totalità dell'intero anno.

¹⁰ Indicatori di continuità del servizio relativi alle interruzioni lunghe, brevi e transitorie relativo all'anno 2015.

5.5.2 Sito terziario con sorgenti di emergenza: il caso di un Data Center

5.5.2.1 Contesto e introduzione al caso studio

I centri per elaborazione dati (CED), più comunemente detti *Data Center*, costituiscono un carico importante nel panorama degli utilizzi finali dell'energia elettrica nel nostro paese, come in molti altri Stati membri dell'Unione Europea.

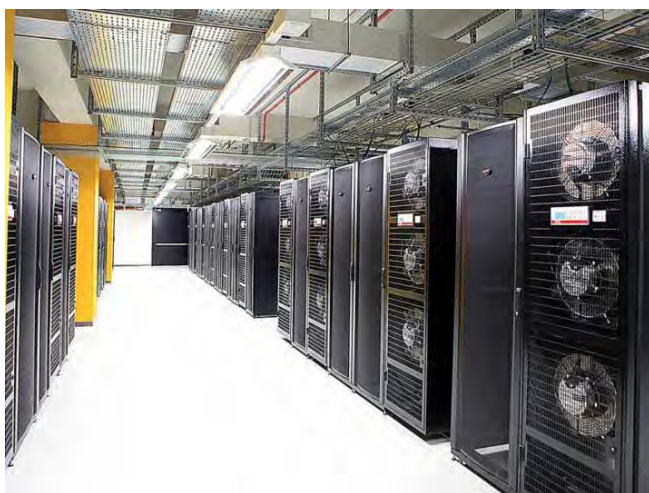
In particolare, uno studio promosso dalla Commissione Europea stima che i consumi al 2020 dei Data Center in Europa saranno pari a 104 TWh (mentre in USA raggiungeranno i 140 TWh). Questi utilizzatori rappresentano un elemento in continua crescita a causa della crescente diffusione di servizi web, software di calcolo previsionali di tutti i tipi, e sistemi di assistenza a moltissime applicazioni, a livello industriale e anche civile. In particolare, i Data Center sono associati ad attività tipiche del settore industriale e terziario in cui è necessario gestire una grande quantità di dati (si pensi, ad esempio, al settore bancario, ma anche alla pubblica amministrazione o a istituti di ricerca e università) o ad attività legate al settore dell'ICT (*provider* di servizi Internet, fornitori di servizi di *hosting*, ecc.), hanno potenze nominali che variano dal centinaio di chilowatt fino a qualche megawatt. Simili installazioni rappresentano, ai fini di questo studio, una tipologia di carico particolarmente vocata per i servizi di flessibilità, in quanto sono tipicamente collegati a nodi della rete elettrica contraddistinti da un'elevata qualità del servizio; inoltre, dato il loro scopo produttivo, essi sono dotati di una connessione dati ad elevate prestazioni. Infine, data la criticità del processo sottostante, i Data Center di più grande dimensione sono realizzati secondo uno schema che prevede un'alimentazione dalla rete di distribuzione MT e un'alimentazione di emergenza organizzata secondo due livelli di sorgenti locali di energia, ancora costituite da UPS e gruppi elettrogeni. Anche in questo caso, una

struttura di controllo di un sito può essere facilmente replicata per altri siti; inoltre, la flessibilità fornita da un sito è facilmente reperibile presso tutte le installazioni analoghe. Nel seguito, si intende studiare la fattibilità tecnica della partecipazione a servizi di flessibilità da parte di un singolo Data Center di grandi dimensioni, connesso alla rete MT, sfruttando le diverse caratteristiche dei sistemi di alimentazione di emergenza ivi installati (con opportune integrazioni circa gli UPS). Nei successivi paragrafi, si illustrano in breve le caratteristiche tecniche di un Data Center, sia circa il carico, sia circa le alimentazioni di emergenza, rimandando l'analisi costi-benefici di una partecipazione ai servizi di flessibilità al Capitolo 8.

5.5.2.2 Struttura di un Data Center

Il Data Center (Figura 5.3) è un impianto destinato a ospitare macchine di processo (*server*) che costituiscono una o più *Server Farm*: si tratta di un insieme di server collocati in una sala opportunamente segregata (*Dark Room*).

Figura 5.3
Tipica sala di un Data Center.



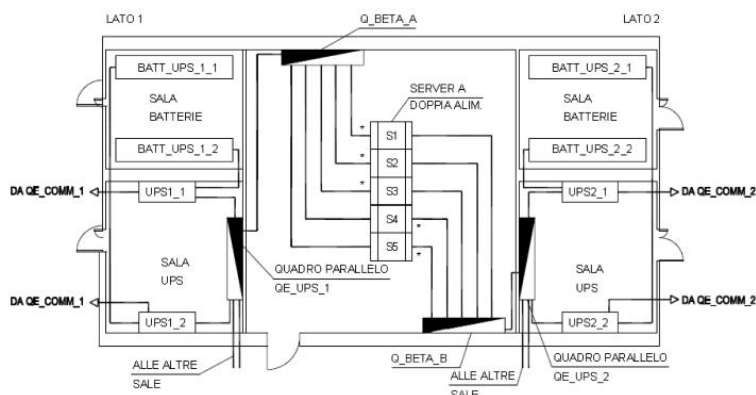
Lo schema generale dell'impianto può essere invece rappresentato dalla seguente Figura 5.4, dove sono evidenziati gli elementi principali (Gruppi elettrogeni, in alto a sinistra; UPS, in giallo al centro; carico IT, in alto a destra; gruppi frigoriferi, in basso al centro).

Per quanto attiene allo schema elettrico, poiché i Data Center sono destinati ad erogare servizi contraddistinti da un elevatissimo livello di affidabilità, l'architettura impiantistica raggiunge livelli di sofisticazione molto spinti.

Ad esempio, in Figura 5.6, è illustrato lo schema tipico di un Data Center, con una struttura doppia radiale con ridondanza completa.

Figura 5.6

Esempio di una server farm (S1..S6) alimentata da UPS in schema doppio radiale.



Come visibile in figura, per ciascuno dei rami da alimentare (indicati come Lato 1 e Lato 2) sono presenti, in quantità duplicate, opportune sorgenti di emergenza, costituite sia da UPS, sia da generatori elettrogeni con alimentazione diesel (GE in figura). In particolare, la logica di funzionamento prevede che agli UPS sia deputata la funzione di mantenere per le utenze (i server, alimentati in corrente alternata) una forma d'onda della tensione esente da disturbi (ad esempio, buchi di tensione; infatti, le alimentazioni delle utenze finali sono contraddistinte dalla necessità di un'elevata qualità della tensione). In caso di mancanza della rete esterna, a tali UPS è anche deputata la funzione di sopperire a tale mancanza, quali alimentazioni di emergenza, per il tempo necessario all'avvio dei gruppi elettrogeni; in pratica, gli UPS sono sempre dotati di una minima autonomia (per esempio, da 1/4 d'ora a un'ora) per renderli in grado di sopperire a un'eventuale mancata partenza dei generatori elettrogeni medesimi.

Nella sequenza operativa normale, una volta superata una fase iniziale in cui l'assenza della rete esterna è compensata dagli UPS, si ha l'entrata in esercizio dei gruppi elettrogeni (GE), che sostituiscono a tutti gli effetti l'alimentazione esterna. Quest'ultima situazione, a seconda della criticità dei siti, comporta un dimensionamento molto conservativo della sorgente di energia primaria di emergenza (serbatoi di gasolio).

Per quanto attiene al carico finale, esso è costituito principalmente dal macchinario IT vero e proprio (server), quasi sempre alimentato in corrente alternata. I carichi ausiliari presenti sono costituiti dai sistemi di climatizzazione ambientale (gruppi frigoriferi a compressione) nonché dai sistemi

di illuminazione.

Per quanto attiene agli accumulatori presenti, anche in questo caso il ripristino della carica avviene già nella fase di funzionamento con gruppo elettrogeno, il cui dimensionamento risulta incrementato opportunamente allo scopo (per esempio del 20%).

Tipicamente, la potenza complessiva dei Data Center associati a una singola azienda può superare le quantità minime di potenza richiesta ai fini dell'accesso alle iniziative di cui alla delibera 300/17; in alternativa, per realtà di minori dimensioni, è opportuno considerare l'aggregazione di più Data Center, magari anche appartenenti a diverse compagnie, come fatto nel caso studio, in cui si assume di sfruttare un accumulatore e un GE, in entrambi i casi di potenza pari a 1 MW.

5.5.2.3 Principali assunzioni

Con riferimento allo schema di Figura 5.6, all'interno di ogni DC sono disponibili due tipologie di sorgenti ausiliarie: l'UPS e il GE diesel. Tali sorgenti sono tenute normalmente in standby, potrebbero all'occorrenza intervenire per alimentare i rispettivi carichi modulando così la potenza prelevata dalla rete MT. La reale praticabilità di questa nuova modalità di sfruttamento delle sorgenti va tuttavia valutata sulla base delle caratteristiche sia delle stesse sorgenti che del processo critico sottostante.

Profilo di carico

Il profilo di carico di un DC è usualmente costante, in quanto i sistemi di climatizzazione sono sempre attivi per evacuare il calore prodotto dalle macchine di processo; è comunque riscontrabile una qualche variabilità giorno/notte, nonché su base stagionale, legata a un diverso livello di efficienza nella produzione dei fluidi frigoriferi da parte dei gruppi frigoriferi a compressione. In definitiva, il profilo di carico è contraddistinto da una base (per esempio pari a 80%) che si mantiene costante durante tutto l'anno; i momenti di maggiore criticità per quanto attiene l'evacuazione del calore prodotto dai macchinari sono invece contraddistinti da un ulteriore 20% di prelievo dalla rete. Come ovvio, il dimensionamento degli UPS è tale da sopperire al carico critico (Server Farm: 60% del prelievo al picco), mentre i GE sono dimensionati per il totale carico (Server Farm+carichi ausiliari: 100% del prelievo al picco).

Accumulatori

Con riferimento alla Figura 5.6, la funzione degli accumulatori è quella di rimpiazzare l'alimentazione dei carichi in c.c. in caso di interruzione della fornitura da parte della rete elettrica. Una volta terminata l'alimentazione dei carichi sottesi, il ripristino della carica avviene prelevando potenza dalla rete (interruzione senza intervento dei GE) o dai GE medesimi in assetto di emergenza. Anche per gli UPS a corredo di un data center, si riscontra l'impiego prevalente di accumulatori del tipo a piombo a valvole o VRLA. Nell'esempio considerato per questo studio, si immagina di sostituire il sistema di accumulatori presenti a corredo dell'UPS impiegando nuovi sistemi di accumulo, con un rapporto energia su potenza pari a quattro. Per questo tipo di applicazioni, il rendimento complessivo degli accumulatori può variare da un minimo del 90% ad un massimo del 95%.

L'utilizzo di un UPS per un servizio di flessibilità implica una gestione operativa diversa rispetto a quella prevista ai soli fini principali; di questo si terrà

opportunamente conto in fase di simulazione numerica.

Infine, l'eventuale prestazione di flessibilità implica una variazione della potenza prelevata dalla rete secondo le specifiche del gestore di rete di trasmissione; nel caso studio, all'unità di consumo è richiesto di modulare la potenza secondo un gradiente di circa 0,3 MW/min. Un simile gradiente è pienamente compatibile con le caratteristiche tecniche dei macchinari impiegati nella comune pratica operativa.

Gruppo elettrogeno

Il gruppo elettrogeno, composto da un motore primo (motore diesel) e da un generatore elettrico, ha la funzione di rimpiazzare la mancata alimentazione dalla rete elettrica. Anche in questo caso, l'autonomia della sorgente dipende dalla capacità del serbatoio contenente il combustibile (gasolio). Un dimensionamento facilmente riscontrabile in campo consiste nel progettare i serbatoi in maniera da garantire un'autonomia di almeno 24 ore¹³. Circa il rendimento della macchina, per un gruppo elettrogeno di potenza attorno al megawatt si può assumere un valore dell'ordine del 35%.

Infine, come evidenziato per l'accumulatore, anche per il gruppo elettrogeno l'eventuale prestazione di flessibilità implica l'adeguamento (retrofitting) alle regole tecniche di connessione. In particolare, è da considerare che la più comune applicazione della Norma CEI 0-16 limita l'utilizzo di un gruppo elettrogeno alle soli situazioni di emergenza, ossia alle situazioni in cui non è presente la rete esterna.

Disponibilità delle sorgenti

L'utilizzo delle sorgenti ausiliarie in un Data Center per svolgere un servizio di flessibilità va valutato, oltre che sul profilo del carico sotteso, anche sull'effettiva disponibilità di tali sorgenti in modo tale da non compromettere la loro funzionalità principale (alimentazione di emergenza per il Data Center). Si osserva come l'utilizzo delle sorgenti ausiliare di un Data Center per svolgere servizi flessibilità risulta perfettamente compatibile con la loro finalità principale.

Infatti, come detto in premessa, si tratta di installazioni collegate alla rete MT, contraddistinte da una continuità dell'alimentazione molto elevata: è possibile ipotizzare che questo tipo di utenze subisca al più tre interruzioni senza preavviso all'anno, per una durata complessiva inferiore ad un'ora.

Di conseguenza, la fornitura di servizio di flessibilità e la prestazione principale sono perfettamente compatibili in quanto:

- qualora dovesse verificarsi una chiamata durante un fenomeno interruttivo sulla rete di distribuzione, il servizio non potrà essere prestato; tuttavia, dati i livelli di QoS del sistema elettrico italiano, il verificarsi contemporaneo di una chiamata per flessibilità e di un'interruzione sulla rete di distribuzione ha una probabilità trascurabile;
- qualora dovesse verificarsi il caso duale, cioè un'interruzione dell'erogazione da parte della rete di distribuzione durante un funzionamento flessibile da parte del Data Center, l'interruzione dell'alimentazione esterna non causerebbe alcun danno alle utenze finali (che si troverebbero già alimentate in assetto di emergenza); d'altro canto, anche la movimentazione richiesta dal TSO risulterebbe rispettata, in quanto il prelievo dalla rete pubblica si manterrebbe inalterato rispetto alla chiamata ricevuta (o, al limite, sarebbe ulteriormente ridotto per effetto del fenomeno interruttivo).

¹³ In realtà, data la possibilità di rifornire serbatoio di gasolio tramite le usuali reti di approvvigionamento durante un funzionamento di emergenza prolungata, l'autonomia in assetto di emergenza è virtualmente infinita

5.5.3 Impianto di cogenerazione inserito in un sito di consumo

5.5.3.1 Contesto e introduzione al caso studio

Gli elevati costi di approvvigionamento energetico, nonché la possibilità di sfruttare in maniera efficiente la produzione combinata di energia elettrica e calore, hanno favorito la diffusione in Italia dei sistemi di cogenerazione. Nel 2013, i sistemi di cogenerazione, soprattutto quelli eserciti in modalità ad alto rendimento (CAR), sono tra i più utilizzati in Italia per la produzione del calore. Secondo le stime GSE, gli impianti termoelettrici che rientrano nel perimetro degli impianti CAR in Italia ammontano a 1.025 unità per una capacità elettrica di 13,1 GW e una produzione elettrica e termica, in cogenerazione ad alto rendimento, rispettivamente di 26,1 TWhe e 31,3 TWht. Per quanto riguarda i settori di impiego della CAR, risulta che il calore prodotto da CAR è destinato per il 76% al settore industriale (30% raffinazione e 46% altri settori industriali manifatturieri) e per il 24% a residenziale e terziario, veicolato per lo più da infrastrutture di teleriscaldamento. Le reti di teleriscaldamento esistenti si trovano quasi esclusivamente nelle aree settentrionali del Paese. Per quanto riguarda l'utilizzo, il 64% dell'energia erogata da reti TLR è destinata al settore residenziale il 29% al terziario e il 7% all'industria; il 97% dell'energia erogata da reti TLR è in zone in cui l'inverno è più rigido (fasce climatiche E-F).

Le tecnologie di cogenerazione sono quelle definite dall'Allegato I, Parte II, della direttiva 2012/27/UE:

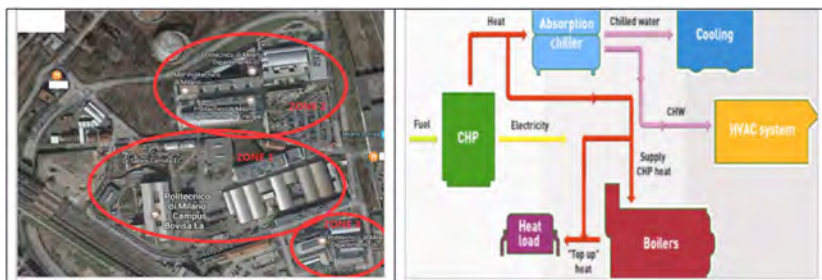
- turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore (C.C.);
- turbina a vapore a contropressione (T.V.Cp.);
- turbina di condensazione a estrazione di vapore (T.V.Cd.);
- turbina a gas con recupero di calore (T.G.);
- motore a combustione interna (M.C.I.);
- microturbine, motori Stirling, pile a combustibile, motori a vapore, cicli Rankine a fluido organico ecc.

In questo studio, rivolgendo l'attenzione a sistemi di cogenerazione incorporati nel carico terziario, la tecnologia scelta è costituita da un motore a combustione interna alimentato a gas naturale. In particolare, si cerca di sfruttare una porzione della capacità del sistema cogenerativo (messo a punto per provvedere all'approvvigionamento energetico del sito) con la nuova finalità di accedere a MSD.

5.5.3.2 Struttura del sito con cogeneratore

Il caso esaminato in questo rapporto considera l'applicazione di un motore a combustione interna in un sito terziario, in cui il calore cogenerato è utilizzato per il riscaldamento ambiente (stagione invernale) e, tramite opportuno frigorifero ad assorbimento, per il raffrescamento (stagione estiva). In particolare, si è preso ad esempio il progetto di un sistema trigenerativo (*Combined Cooling, Heating and Power* - CCHP) presso un Campus universitario del Politecnico di Milano, riportato a sinistra nella figura seguente.

Figura 5.7
Campus La Masa del Politecnico di Milano.



Per quanto attiene all'alimentazione elettrica, essa è attualmente derivata dalla rete elettrica di media tensione. Il carico termico è soddisfatto da caldaie tradizionali alimentate a gas metano; infine, poiché la scelta della soluzione tecnologica prevede la presenza di un gruppo frigorifero ad assorbimento è opportuno considerare anche il carico frigorifero, attualmente soddisfatto mediante gruppi a compressione. Impiegando un sofisticato algoritmo di simulazione numerica, è stato dimensionato un sistema di trigenerazione (il cui schema di principio è riportato a destra in Figura 5.7), con la finalità di soddisfare i diversi profili di carico interno.

5.5.3.3 Principali assunzioni

Una volta completato il dimensionamento, condotto con le usuali finalità di massimizzazione del profitto, si procederà ad ipotizzare lo sfruttamento della capacità residua del cogeneratore (presente nelle ore in cui non serve, a scopo locale, la massima produzione) allo scopo di determinare la possibile profittabilità derivante dalla partecipazione al mercato per il servizio di dispacciamento.

La modalità di gestione del cogeneratore considera i costi di acquisto di energia elettrica e gas, il fabbisogno di energia e calore richiesti dal sito e i rendimenti delle apparecchiature esistenti/rete elettrica rispetto alla soluzione in cogenerazione.

In ogni istante viene valutato il livello di produzione ottima che consente di massimizzare l'autoconsumo elettrico e di soddisfare in modo efficiente il carico termico, oltre a valutare la potenziale vendita alla rete. La cessione dell'energia in rete può avvenire su MGP o su MSD, in funzione della migliore combinazione di prezzi-opportunità che si realizza su entrambi i mercati.

Profili di carico

Il profilo di carico di un Campus universitario è assai variabile su base stagionale, in quanto legato all'occupazione delle aule secondo il calendario accademico. A seconda delle stagioni, si può avere prevalenza del carico elettrico (stagione estiva) o del carico termico (stagione invernale). Nel caso in studio, il dimensionamento standard del sistema di cogenerazione si è ottenuto valutando la convenienza economica sulla base di un profilo annuo tipo. In esito al dimensionamento, in fase di esercizio, vi saranno degli intervalli temporali (tipicamente, al di fuori dell'orario lavorativo, quindi, per esempio, tra le 20 e le 8) in cui il sistema di cogenerazione presenta una capacità elettrica non sfruttata.

Disponibilità delle sorgenti

Per capire come gli impianti cogenerativi siano in grado di prestare realmente servizi per il dispacciamento, sono necessarie alcune considerazioni preliminari.

Una prima considerazione riguarda la soluzione costruttiva con cui tali impianti sono realizzati; infatti, come precedentemente illustrato, ci sono diverse possibilità tecnologiche, caratterizzate da diversi gradi di flessibilità. Nel caso più comune, per impianti simili al caso studio (potenza fino a 3 MW), si riscontra l'impiego di motori endotermici alimentati a gas naturale (più raramente, con altri combustibili) adatti per produrre acqua calda a 80-90 °C

La soluzione tecnologica basata sull'utilizzo del motore a combustione interna consente un'ampia flessibilità in termini di rampe di carico; resta comunque da osservare che il funzionamento a regime fortemente variabile è in grado di aumentare l'inefficienza del macchinario, e di accrescere le necessità di manutenzione ordinaria e straordinaria.

Pur con diversa incidenza a seconda della tecnologia impiegata, si riscontra una forte variabilità del rendimento di queste soluzioni al variare del livello di carico a cui il sistema sta funzionando: ciò costituisce certamente un vincolo rispetto alla possibilità che queste macchine siano chiamate (ai fini di MSD) a operare ad un livello di potenza diverso da quello di progetto; infatti, tale livello potrebbe essere caratterizzato da una minore efficienza di conversione.

Inoltre, la natura stessa dell'impianto cogenerativo, che risulta vincolato sia dal punto di vista elettrico, sia dal punto di vista della produzione termica, induce una serie di considerazioni circa la possibilità di modulare la produzione elettrica delle differenti unità. Infatti, in fase di progettazione dell'impianto e di valutazione dell'investimento, si pianificano strategie per ottimizzarne la gestione, in modo da consentire il raggiungimento della massima efficienza sia tecnica, sia economica. Le strategie sono diverse a seconda della specifica applicazione (termico segue; elettrico segue; etc.). In sostanza, durante il normale funzionamento di un impianto cogenerativo, il livello di produzione elettrica risulta assoggettato a una serie di vincoli legati alle necessità delle utenze locali, vincoli che non si presentano negli impianti a sola produzione elettrica.

Altro parametro di interesse da considerare è la struttura tariffaria a cui è soggetto un impianto cogenerativo all'interno di un sito di consumo: il risparmio ottenuto autoconsumando energia elettrica (relativo sia alla componente energia, sia ai costi di rete, sia agli oneri) rende del tutto impraticabile la possibilità per un cogeneratore di ridurre la propria produzione, offrendo servizi a scendere per la rete, nelle situazioni di esercizio in cui la produzione sia tutta autoconsumata. Inoltre, le modalità di applicazione degli oneri sull'energia realmente prelevata dalla rete condizionano fortemente le possibilità di offerta dei cogeneratori, che di fatto possono essere utilizzati solo nel caso in cui non stiano contribuendo a soddisfare il carico interno; in altre parole, questa limitazione non ha impatti sulla possibilità che un impianto cogenerativo offra servizi di riserva a salire (come quelli ipotizzati nel caso studio dettagliato nel capitolo 8).

5.6 Bibliografia

[1] Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI), Stato di utilizzo e di integrazione degli impianti di produzione alimentati dalle fonti rinnovabili e degli impianti di cogenerazione ad alto rendimento - anno 2016, Relazione 464/2017/I/EFER, 22 giugno 2017.

[2] European Commission (EC), Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing (Text with EEA relevance).

[3] Council of European Energy Regulators (CEER), Guidelines of good practice for flexibility use at distribution level, Consultation Paper, Ref: C16-DS-29-03, Final Version, 14 March 2017.

Link: http://smartnet-project.eu/wp-content/uploads/2017/05/C16-DS29-03-Flexibility-Paper-_final-version.pdf

[4] Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI), Segnalazione dell'autorità per l'energia elettrica e il gas sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale e le relative criticità, PAS 21/11, 6 ottobre 2011.

[5] Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI), Mercato dell'energia elettrica. Revisione delle regole per il dispacciamento – orientamenti finali, Documento per la consultazione, 557/2013/R/EEL, 5 dicembre 2013.

[6] Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI), Mercato dell'energia elettrica - Revisione delle regole per il dispacciamento, Documento di consultazione, 508/2012/R/EEL, 29 novembre 2012.

[7] European Commission (EC), Commission Regulation (EU) 2016/1388 of 17 August 2016 establishing a Network Code on Demand Connection, Link: <https://electricity.network-codes.eu>

[8] Enerdata via World Energy Council (2010).

[9] UCTE, Geographical Distribution of Reserves, Report (2005), UCTE Ad Hoc Group.

[10] Paolo Fracas (Genport), Report on market research, PEM Beyond project: PEMFC system and low-grade bioethanol processor unit development for back-up and off-grid power applications, Deliverable 8.1, 31 October 2014. Link: <http://pembeyond.eu/>

[11] Prof. Antonio Azara (Università degli Studi di Sassari), Dott. Umberto Moscato (Università Cattolica del Sacro Cuore, Roma), Inquinamento da campi elettromagnetici (CEM) e salute, Rapporto Osservasalute Ambiente 2008. Link: <http://www.osservatoriosullasalute.it/>

[12] ISPRA, Impianti per telecomunicazioni: ottimizzazione energetica e controllo ambientale, Progetto di ricerca, Gennaio 2010. Link: <http://www.agentifisici.isprambiente.it/documenti-cem/atti-convegni-e-seminari/category/177-convegno-ispra-30-giugno-1-luglio-2009.html#>

[13] Lazard Ltd, Lazard's levelized cost of storage analysis, Version 1.0, November 2015.

Link: <https://www.lazard.com/media/2391/lazards-levelized-cost-of-storage-analysis-10.pdf>

[14] PERIN Generating Group, Manuale di approfondimento sui gruppi elettrogeni.

Link: <http://www.gruppielettrogeni.it/potenze.gruppi-elettrogeni.html>

[15] Elettrotecnica Prenestina Srl, Gruppi elettrogeni industriali. Link: <http://www.elett-prenestina.it/gruppo-elettrogeno.html>



cap. 6

L'AGGREGAZIONE DELLE RISORSE DI FLESSIBILITÀ

a cura di RSE

Nei precedenti capitoli si è delineato il nuovo quadro introdotto dalla delibera 300/17 che, in estrema sintesi, riguarda la tipologia (non più solo generazione non FRNP, ma anche carichi e generatori da fonti rinnovabili non programmabili) e la taglia (non più solo le unità rilevanti) dei soggetti che sono abilitati a partecipare al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD). Il punto principale da osservare è che, nel momento in cui si diminuisce la taglia dei soggetti che possono offrire flessibilità, nasce l'esigenza di aggregare tali risorse – come del resto avviene sul mercato fisico dell'energia dove i piccoli clienti demandano a un operatore professionale (il fornitore) di operare in borsa o stipulare accordi bilaterali.

Il secondo punto deriva dalla considerazione che, così come ciascun cliente finale può scegliere il proprio fornitore di energia elettrica, così i soggetti che vorranno offrire la propria flessibilità potranno in generale scegliere il proprio aggregatore.

Pertanto, l'operatore commerciale che ha in capo la responsabilità di rispettare il programma di immissione, o prelievo, del proprio portafoglio clienti (BRP - Balance Responsible Party o UdD - Utente del Dispacciamento nella nomenclatura italiana), potrà avere nel proprio portafoglio alcuni clienti che offrono flessibilità agli aggregatori (BSP - Balancing Service Provider) per il mercato dei servizi.

In estrema sintesi, la potenziale non coincidenza tra questi due soggetti di mercato (il BSP, che fornisce servizi di dispacciamento a Terna, e il BRP, responsabile del pagamento dei corrispettivi di sbilanciamento effettivo) rende necessario stabilire degli schemi di interazione. Inoltre, nel caso più generale vi possono essere ulteriori livelli intermedi di aggregazione tra la risorsa di flessibilità e l'operatore che offre tale flessibilità sul mercato.

A complicare ulteriormente il quadro, occorre sottolineare come vi possa essere, infine, un soggetto tecnologico terzo che si occupa di realizzare e mantenere l'infrastruttura su cui si appoggia l'aggregatore per realizzare il proprio business (v. cap. 7 per approfondimenti).

Si evidenzia come, nei diversi contesti regolatori e di mercato, ruoli diversi possono fare capo ad un singolo soggetto, mentre ciò non avviene nel caso dei modelli di mercato più complessi, adottati in alcuni paesi. Nel seguito del capitolo sono riportati alcuni esempi reali di aggregazione con riferimento a tali schemi di interazione che, sostanzialmente, differiscono rispetto alle caratteristiche dei soggetti abilitati, alla coincidenza delle varie figure commerciali e per la modalità in cui si regolano le partite economiche relative agli sbilanciamenti che nascono dall'attivazione della flessibilità. Come visto, il BRP (fornitore di energia, semplificando) ha il compito di definire il programma di prelievo (o immissione) in cui dichiara la quantità di energia che deve essere prelevata (o immessa) in ciascun intervallo rilevante (es. ora, quarto d'ora) del periodo (es. giorno) cui il programma si riferisce, da parte del proprio portafoglio di clienti. In caso di mancato rispetto del programma, gli vengono attribuiti i corrispondenti oneri di sbilanciamento che, in funzione della tipologia di contratto, sono traslati ai clienti finali. L'introduzione del corrispettivo di sbilanciamento in un contratto di fornitura è oggetto, in linea generale, di trattativa tra cliente e fornitore: in alcuni paesi del nord Europa è lasciata piena libertà a clienti di grandi dimensioni (tipicamente industriali) di poter delegare la propria responsabilità sugli sbilanciamenti a soggetti differenti dal fornitore.

Una buona capacità previsionale dei consumi di energia elettrica per i

punti di prelievo o per gli aggregati di utenze in cui il prelievo sia significativo) permette di ridurre gli oneri di sbilanciamento. Tuttavia, anche le migliori previsioni possono essere disattese quando un cliente offre un servizio di flessibilità a un Aggregatore. A fronte di un ordine di dispacciamento del TSO, il BSP può riuscire ad attivare totalmente o meno la flessibilità promessa, e vi è pertanto una variazione dell'energia assorbita, o immessa, prevista dal fornitore (BRP). A meno che il ruolo del BSP non coincida con quello del BRP, non è possibile in alcun modo prevedere in anticipo l'entità dello sbilanciamento. Dalla propria remunerazione, l'Aggregatore dovrà pertanto detrarre l'importo che serve a compensare il Fornitore per l'energia non fatturata ai propri Clienti e la eventuale penale da corrispondere in caso di attivazione solo parziale della flessibilità concordata.

Gli aspetti finora descritti sono stati ritenuti per lungo tempo d'ostacolo per la partecipazione dei piccoli soggetti tramite la figura dell'Aggregatore indipendente. Nei Paesi europei che hanno raggiunto un sufficiente grado di maturità nell'affrontare questa problematica, si sono tuttavia trovate delle forme di contratto che hanno consentito la coesistenza nel mercato del Fornitore di energia e dell'Aggregatore indipendente. Il processo avviato per l'armonizzazione dei rapporti tra queste due figure ha favorito la nascita di nuovi schemi di aggregazione con livelli di complessità crescenti (v. paragrafo 6.1). Ciascuno di essi si applica a un servizio specifico e dipende dalla tipologia di flessibilità attivata e dal contesto regolatorio in cui lo si utilizza [1]. Le opportunità di business per la domanda, anche in forma aggregata, si differenziano infatti in funzione del contesto di mercato nel quale si offre la flessibilità: mercato all'ingrosso (mercato spot), mercato dei servizi ausiliari o entrambi i mercati.

A livello europeo ogni paese adotta una propria nomenclatura per identificare lo specifico servizio richiesto sul mercato. Al fine di comprendere le differenti terminologie, si riporta di seguito la nomenclatura standard europea adottata *nei codice di rete ENTSO-E [3][2][4]*.

Relativamente al tema della *“Load-Frequency Control and Reserves”* è riportata una classificazione delle risorse richieste per la regolazione della frequenza e per il ripristino della riserva necessaria a mantenere la frequenza stabile al valore nominale. La classificazione delle risorse è effettuata, sostanzialmente, in funzione del tempo di attivazione e del tempo di consegna.

Tabella 6.1
Corrispondenza tra nomenclatura nel codice di rete Terna e nomenclatura ENTSO-E per le risorse e servizi nel contesto europeo.

Risorsa richiesta dal TSO (codice Terna)	Risorsa richiesta dal TSO (codice ENTSO-E)	Servizio richiesto dal TSO (codice Terna)	Servizio richiesto dal TSO (codice ENTSO-E)
Regolazione primaria di frequenza	Primary Frequency Regulation	Riserva primaria	Frequency Containment Reserves (FCR),
Regolazione secondaria di frequenza	Secondary Frequency Regulation	Riserva secondaria	Frequency Restoration Reserves (FRR),
Regolazione terziaria di frequenza	Tertiary Frequency Regulation	Riserva terziaria	Replacement Reserves (RR)

Nella tabella 6.1 si riporta rispettivamente la risorsa come identificata dal codice di rete Terna (colonna 1), la corrispondente risorsa identificata dal codice ENTSO-E (colonna 2), la tipologia del servizio secondo il codice Terna ed ENTSO-E.

I servizi offerti dagli aggregatori, seppur sotto forme commerciali apparentemente differenti, presentano caratteristiche comuni in termini di remunerazione che permettono di raggrupparli in 3 macro gruppi:

- **Servizi remunerati in capacità:** viene remunerata la disponibilità a ridurre (servizio a salire) o ad incrementare (servizio a scendere) il carico dell'utenza per una determinata quantità di potenza.
- **Servizi remunerati in energia:** la remunerazione è funzione della quantità di energia consumata in meno (servizio a salire) o in più (servizio a scendere) da parte dell'utenza, rispetto ad un programma predefinito. Questi servizi sono tipicamente utilizzati per l'ottimizzazione del portafoglio dell'aggregatore e il trading sul mercato dell'energia.
- **Servizi ibridi:** sono remunerati sia in capacità che in energia.

Per completezza, si richiama il concetto di “centrali elettriche virtuali”, introdotto alcuni anni fa. Le VPP (Virtual Power Plant - VPP) hanno l'obiettivo di ottenere il maggior profitto per i proprietari degli impianti di generazione, o più in generale di risorse energetiche distribuite, anche grazie alla fornitura di servizi di flessibilità al sistema elettrico. I centri di controllo di VPP sono basati su sistemi di gestione delle risorse (es. Distributed Energy Management System) e soluzioni IoT per la raccolta e il monitoraggio della produzione di ciascun impianto. Ottimizzando la produzione (ed eventuale consumo) delle differenti risorse all'interno dell'impianto aggregato virtuale, il soggetto di mercato che aggrega le risorse della VPP è in grado di generare un profitto per sé e per i partecipanti vendendo la flessibilità di questi ultimi nei mercati, nel rispetto dei vincoli imposti dai singoli siti (es. piani industriali di produzione, condizioni minime di benessere termico igrometrico di un ambiente).

6.1 Modelli per l'implementazione dell'Aggregatore

Nel presente paragrafo si descrive la classificazione introdotta da *USEF – Universal Smart Energy Framework* in [5][6] di possibili modelli per l'implementazione della figura dell'Aggregatore, alcuni dei quali già utilizzati nel contesto europeo. Tali modelli vedono una molteplicità di soggetti e di ruoli svolti inusuale per l'esperienza italiana: essi tuttavia risultano di interesse al fine di dare conto del livello di complessità a cui ci si può spingere e di dare indicazioni su come tale mercato potrebbe evolvere.

I soggetti coinvolti in tali modelli sono i seguenti:

- **Prosumer:** utente finale (residenziale, commerciale o industriale) in grado di consumare e/o produrre energia, dotato di un sistema di controllo che rende possibile attuare una variazione delle immissioni e/o dei prelievi in risposta alla richiesta di un Aggregatore.
- **Aggregatore:** soggetto in grado di aggregare e attivare risorse di flessibilità fornite da Prosumer, al fine di fornire servizi di flessibilità, in generale, a un Fornitore, a un Balance Responsible Party (BRP), a un DSO oppure a un TSO¹, in quest'ultimo caso attraverso un Balancing Service Provider (BSP).
- **Fornitore (SUP):** soggetto responsabile della vendita/acquisto ai/

¹ Nel seguito si farà riferimento in particolare alla fornitura di servizi al TSO.

dai Prosumer dell'energia da essi consumata/prodotta². Nel caso più semplice, ad es. in Italia, il Fornitore è anche responsabile degli sbilanciamenti (BRP) del proprio portafoglio di Prosumer.

- **Balance Responsible Party (BRP):** soggetto responsabile di bilanciare attivamente generazione e consumo di un portafoglio³ che può comprendere Produttori, Fornitori, Aggregatori e Prosumer. Nel caso in un Imbalance Settlement Period (ISP)⁴ fornitura e consumo di energia del proprio portafoglio non si compensino, il BRP è soggetto al pagamento di oneri⁵ di sbilanciamento.

1. **BRP del Fornitore (BRP_{sup}):** nel caso più generale, il Fornitore delega ad un BRP (detto BRP_{sup}) la responsabilità del bilanciamento del proprio portafoglio di Prosumer.

2. **BRP dell'Aggregatore (BRP_{agr}):** nel caso più generale, l'Aggregatore delega ad un BRP (detto BRP_{agr}) la responsabilità degli sbilanciamenti derivanti dall'attivazione delle risorse di flessibilità: l'attivazione infatti determina uno sbilanciamento nel portafoglio del BRP_{sup} che deve essere corretto mediante un "trasferimento di energia⁶" tra il BRP_{agr} e il BRP_{sup}.

- **Balancing Service Provider (BSP):** soggetto responsabile della fornitura di servizi di bilanciamento al TSO, derivanti dall'attivazione di risorse di flessibilità da parte di un Aggregatore. Ogni offerta di servizi di bilanciamento presentata da un BSP al TSO è assegnata ad uno o più BRP.
- **Meter Data Company (MDC):** soggetto responsabile dell'acquisizione e della validazione dei dati di misura dell'energia, necessari per il saldo delle transazioni relative sia all'energia da fornire a programma che alla flessibilità attivata. In molti paesi, tra cui l'Italia, questo ruolo è svolto dal DSO.
- **Allocation Responsible Party (ARP):** soggetto responsabile della comunicazione dei dati di produzione e consumo per ciascun Imbalance Settlement Period (ISP), sia a livello di singolo Prosumer che a livello di aggregato, necessari per il saldo delle transazioni sia di energia che di flessibilità (si veda il paragrafo 6.1.6).

Definiti gli attori, nel seguito vengono descritte le loro attività e relazioni nelle diverse fasi che li coinvolgono. Tali fasi sono:

- 1) Contrattazione
- 2) Pianificazione / Validazione
- 3) Fase operativa
- 4) Saldo

² Nel seguito, per semplicità di descrizione, si farà riferimento non a Prosumer in senso stretto, bensì a clienti finali "passivi", che consumano energia acquistata dal Fornitore, ma non ne producono.

³ Questo modello di BRP è tipico dei sistemi elettrici basati sul "self-dispatching", diffuso nella maggioranza dei paesi europei, a differenza del sistema italiano, basato sul "central dispatching". Nel primo caso è il BRP a definire il dispacciamento delle unità facenti parte del suo portafoglio, al fine di mantenerlo bilanciato, mentre nel secondo caso è il TSO a definire il dispacciamento delle varie unità, svolgendo un cosiddetto Integrated Scheduling Process (in Italia svolto da Terna nell'ambito di MSD).

⁴ Periodo temporale nel quale vengono calcolati gli sbilanciamenti, tipicamente della durata di 15 minuti o 1 ora.

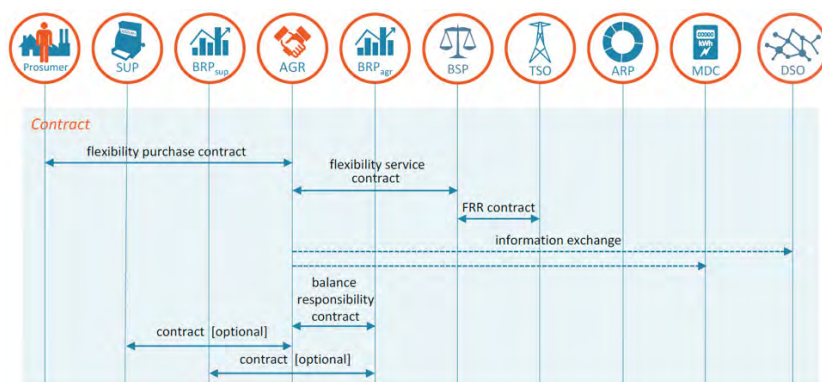
⁵ Gli oneri possono anche essere negativi, ossia costituire proventi, nel caso in cui lo sbilanciamento del BRP sia nel verso opposto a quello del sistema.

⁶ Detto anche "correzione del perimetro" del BRP_{sup}.



Contrattazione

Figura 6.1
Fase di Contrattazione (fonte: [5])



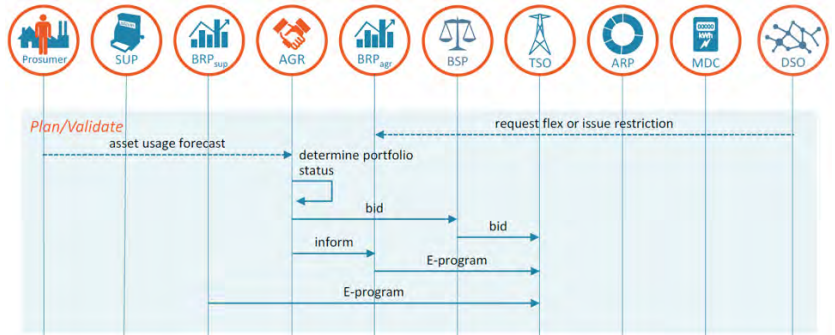
L'Aggregatore stipula contratti di acquisto di flessibilità con i Prosumer per poter controllare le rispettive risorse, nonché contratti di vendita al BSP dei servizi di flessibilità⁷ che questi offrirà al TSO. L'Aggregatore inoltre informa il DSO sul suo portafoglio di risorse flessibili, in modo che quest'ultimo possa gestire possibili impatti sulla sua rete dovuti all'attivazione di tali risorse, e si registra presso la MDC al fine di ricevere i dati di misura per il saldo della flessibilità attivata. L'Aggregatore stipula anche un contratto con il BRP_{agr}, che si renderà responsabile degli sbilanciamenti derivanti dall'attivazione delle risorse di flessibilità. In certi modelli, l'Aggregatore stipula anche un contratto con il Fornitore per saldare il "trasferimento di energia" venduta dal Fornitore, ma non consumata dai Prosumer in seguito all'attivazione della loro flessibilità. Analogamente, il BRP_{agr} stipula un contratto con il BRP_{sup} ai fini della "correzione del perimetro" di quest'ultimo.

⁷ La figura riporta come esempio il servizio di Frequency Restoration Reserve – FRR.

Pianificazione / Validazione

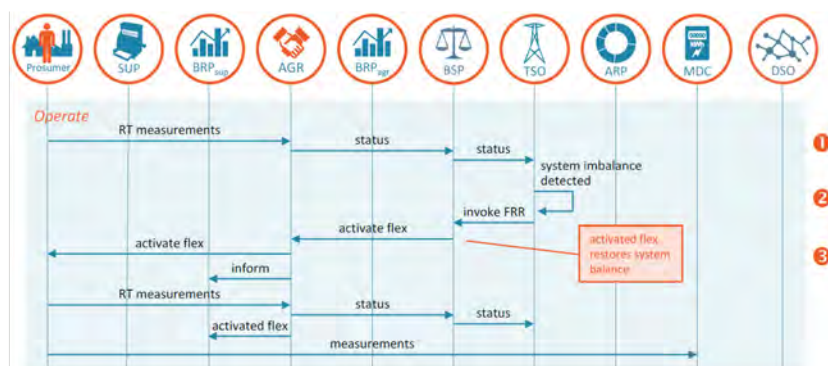
Figura 6.2

Fase di Pianificazione / Validazione (fonte: [5])



Prima della Fase Operativa (ad es. il giorno prima), l'Aggregatore determina lo stato del suo portafoglio di risorse flessibili in funzione dei piani di gestione delle risorse e delle previsioni fornitegli dai Prosumer. In caso di vincoli sulla rete di distribuzione, il DSO può imporre restrizioni all'utilizzo delle risorse di flessibilità oppure a sua volta richiedere servizi di flessibilità per risolvere tali vincoli. Noto lo stato previsto del suo portafoglio risorse, l'Aggregatore può offrirle al BSP, che a sua volta le offrirà al TSO per la fornitura dei servizi da esso richiesti. Il BRP_{sup} e il BRP_{agr} comunicano i rispettivi programmi al TSO. Il programma del BRP_{agr} include informazioni sulle offerte di flessibilità presentate dall'Aggregatore al BSP.

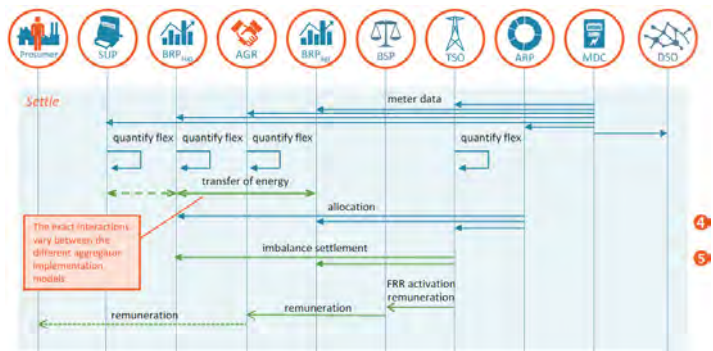
Figura 6.3
Fase Operativa (fonte: [5])



Fase Operativa

Durante la Fase Operativa, le risorse di flessibilità dei Prosumer sono costantemente monitorate e le loro misure, tramite l'Aggregatore e il BSP, sono inviate al TSO per determinare una baseline prima dell'attivazione, e per verificare che il servizio richiesto sia stato fornito, durante l'attivazione. Appena il TSO rileva uno sbilanciamento nel sistema, esso richiede al BSP il servizio necessario a contrastarlo. A sua volta, il BSP richiede all'Aggregatore di attivare una corrispondente quantità di flessibilità e quest'ultimo provvede ad attivare le opportune risorse nella disponibilità dei Prosumer. Nel caso il BRP_{sup} disponga di misure in tempo reale delle immissioni/prelievi del suo portafoglio, l'Aggregatore lo informa dell'attivazione della flessibilità dei Prosumer che ricadono nel suo portafoglio, al fine di evitare che esso ponga in atto azioni di "controbilanciamento". Inoltre, la MDC raccoglie tutte le misure che saranno necessarie per la fase di saldo. L'attivazione delle risorse di flessibilità determina uno sbilanciamento nel portafoglio del BRP_{sup} , mentre il Fornitore si ritrova a fornire meno energia rispetto a quanto programmato, essendo stata attivata una riduzione della domanda da parte dei Prosumer.

Figura 6.4
Fase di Saldo (fonte: [5])



Saldo

Nella Figura 6.4 le frecce verdi rappresentano trasferimenti finanziari. La MDC raccoglie e distribuisce a tutti i soggetti interessati i dati di misura, rendendo possibile la quantificazione della flessibilità attivata. Si realizza quindi il “trasferimento di energia” tra il BRP_{agr} e il BRP_{sup} che serve a “correggerne il perimetro”, ossia a compensare lo sbilanciamento causato a quest’ultimo dall’attivazione della flessibilità dei Prosumer facenti parte del suo portafoglio, da parte dell’Aggregatore. Anche il Fornitore viene compensato del fatto che, in seguito all’attivazione della flessibilità dei propri Prosumer, si trova ad aver fornito meno energia rispetto a quanto programmato. Se e in che modo avvenga questo “trasferimento di energia” dipende dai diversi modelli di implementazione dell’Aggregatore, descritti nel seguito. Dopo il “trasferimento di energia”, il saldo degli sbilanciamenti ha luogo, il BSP viene remunerato per il servizio fornito e ciò costituisce la base per la remunerazione dell’Aggregatore e, a loro volta, dei Prosumer per la flessibilità attivata.

Nella Figura 6.5 sono schematizzati i flussi di energia (numeri sulle frecce) e gli sbilanciamenti dei vari BRP (numeri in alto a destra dei cerchi).

Figura 6.5

Flussi di energia e sbilanciamenti dei vari BRP nella fase Operativa (fonte: [5])



Lo schema di sinistra mostra il flusso di energia da 100 unità procurate dal BRP_{sup} al Fornitore e da questi fornite ai Prosumer. Contestualmente, un BRP terzo (denominato BRP_{ext} in figura) causa uno sbilanciamento negativo nel suo portafoglio, e quindi nel sistema, trovandosi in carenza di 20 unità di energia (sbilanciamento = -20). Il TSO quindi richiede al BSP di intervenire.

Lo schema di destra mostra come il BSP richiedi all'Aggregatore l'attivazione delle risorse dei Prosumer, i quali riducono di 20 unità il loro consumo (da 100 a 80 unità), causando al BRP_{sup} uno sbilanciamento positivo di 20 unità. Contestualmente, il BRP_{agr} associato all'Aggregatore "consegna" al TSO le 20 unità di energia necessarie a ribilanciare il portafoglio del BRP_{ext} (ed anche il sistema), trovandosi quindi in carenza di 20 unità di energia (sbilanciamento = -20). Lo sbilanciamento negativo di -20 unità del BRP_{agr}, mediante il "trasferimento di energia" dal BRP_{sup} al BRP_{agr}, andrà a "correggere il perimetro" del BRP_{sup} azzerandone lo sbilanciamento positivo di +20 unità. Sulle 20 unità fornitegli dal TSO, BRPext pagherà i relativi oneri di sbilanciamento.

Nell'ambito del framework generale sopra descritto, riguardo ai diversi modelli di implementazione dell'Aggregatore, USEF in [5] e [6] ne definisce 7, in funzione del fatto che, oltre al BRP_{sup}, vi sia la presenza anche del BRP_{agr}, ed in funzione del fatto che vi sia o meno un contratto tra Aggregatore e BRP_{sup} (si veda la Figura 6.6). Nel seguito vengono sinteticamente descritti tali modelli.

Figura 6.6
Flussi di energia e sbilanciamenti dei vari BRP nella fase Operativa (fonte: [5])

	Contratto tra Aggregatore e BRP _{sup}	Nessun contratto tra Aggregatore e BRP _{sup}
Solo BRP _{sup}	Integrato  Broker 	Non corretto 
BRP _{sup} + BRP _{agr}	Contrattuale 	Corretto  Saldo centralizzato  Beneficio netto 

6.1.1 Modello Integrato

Nel modello “Integrato” la figura del Fornitore e quella dell’Aggregatore coincidono: non è quindi necessaria la compensazione tra i due degli sbilanciamenti causati dall’attivazione della flessibilità e della mancata energia fornita ai Prosumer, né è necessaria la presenza del BRP_{agr}. Il modello “Integrato” è utilizzato ad esempio nei paesi scandinavi.

6.1.2 Modello Broker

Nel modello “Broker”, che vede l’assenza del BRP_{agr}, l’Aggregatore trasferisce direttamente al BRP_{sup} la responsabilità per gli sbilanciamenti determinati dall’attivazione della flessibilità. La compensazione degli sbilanciamenti causati dall’attivazione della flessibilità e della mancata energia fornita ai Prosumer è regolata mediante uno specifico contratto stipulato tra Aggregatore e BRP_{sup}. Il modello “Broker” non risulta essere ad oggi utilizzato.

6.1.3 Modello Contrattuale

Nel modello “Contrattuale” l’Aggregatore ha un contratto con il BRP_{agr}, a cui delega la responsabilità degli sbilanciamenti derivanti dall’attivazione delle risorse di flessibilità, nonché un contratto con il Fornitore relativo al “trasferimento di energia” da quest’ultimo non fornita ai Prosumer rispetto a quanto programmato. Il BRP_{agr} ed il BRP_{sup} hanno, a loro volta, un contratto per la “correzione del perimetro” del BRP_{sup}. L’Aggregatore o il BRP_{agr} hanno un contratto con il BSP, relativo alla fornitura di risorse di flessibilità. Il modello “Contrattuale” è utilizzato ad esempio in Austria, Germania, Francia e Finlandia.

6.1.4 Modello Non Corretto

Nel modello “Non Corretto”, che vede l’assenza del BRP_{agr} , non viene effettuata alcuna “correzione del perimetro” del BRP_{sup} (da cui il nome del modello). Al contrario, lo sbilanciamento del BRP_{sup} conseguente all’attivazione delle risorse di flessibilità dei Prosumer da parte dell’Aggregatore viene gestito attraverso la normale regolazione degli sbilanciamenti. Trattandosi di uno sbilanciamento che “aiuta” il sistema a ribilanciarsi, gli oneri di sbilanciamento sostenuti dal BRP_{sup} saranno tipicamente negativi, ossia costituiranno per esso una remunerazione.

Il modello “Non Corretto” è utilizzato ad esempio in Gran Bretagna, Belgio e Irlanda.

6.1.5 Modello Corretto

Nel modello “Corretto” il BRP_{agr} mantiene la responsabilità degli sbilanciamenti corrispondenti alla flessibilità attivata (differenza tra consumo reale dei Prosumer e baseline). Tuttavia, le misure dei prelievi dei Prosumer vengono convenzionalmente “corrette” dalla MDC, depurandole dell’ammontare della flessibilità attivata (ossia riportandole al valore di baseline), annullando così lo sbilanciamento del BRP_{sup} e consentendo al Fornitore di fatturare quanto programmato. Di conseguenza, il “trasferimento di energia” coinvolge direttamente i Prosumer, che vengono compensati dall’Aggregatore per la quantità di energia che è stata loro fatturata dal Fornitore, ma che in realtà non è stata consumata.

Il modello “Corretto” è utilizzato ad esempio in Belgio, Francia e Germania.

6.1.6 Modello Saldo Centralizzato

Nel modello “Saldo Centralizzato” il BRP_{agr} mantiene la responsabilità degli sbilanciamenti corrispondenti alla flessibilità attivata. La “correzione dei perimetri” del BRP_{sup} e del BRP_{agr} e la compensazione al Fornitore per l’energia da quest’ultimo non fornita ai Prosumer rispetto a quanto programmato sono realizzate dall’entità centrale denominata Allocation Responsible Party (ARP)⁸.

⁸ Questo ruolo può essere svolto dal TSO, come in Francia e Svizzera.

6.1.7 Modello Beneficio Netto

Il modello “Beneficio Netto” è simile al modello “Saldo Centralizzato”, tuttavia il costo della “correzione del perimetro” del BRP_{sup} non è posto a carico dell’Aggregatore, bensì è socializzato. La socializzazione del costo può essere limitata a situazioni in cui l’attivazione della flessibilità porta a risparmi di energia.

Il modello “Beneficio Netto” è quello prevalentemente utilizzato negli Stati Uniti.

Lo studio condotto dall'associazione SEDC ha indagato quattro aspetti:

1. Quanto la domanda è abilitata come risorsa all'interno dei differenti mercati elettrici nazionali (mercato dell'energia, dei servizi di bilanciamento e dei servizi di dispacciamento).
2. Come sono definiti i ruoli e le responsabilità delle parti coinvolte: in particolare, il report analizza quali paesi hanno regolamentato accordi standardizzati tra responsabili del servizio di bilanciamento, fornitori di energia elettrica e aggregatori.
3. I requisiti dei diversi programmi/prodotti che abilitano la domanda a partecipare a servizi a mercato, per esempio il numero di attivazioni massime consentite e i vincoli operativi dell'impianto per la partecipazione.
4. Grado di standardizzazione dei regolamenti e misure di trasparenza su come deve essere misurato e remunerato il servizio di flessibilità offerto dalla domanda.

L'aspetto chiave per la creazione di un mercato competitivo è risultato essere la promozione di una domanda flessibile in un disegno di mercato che tuteli gli interessi dei consumatori e crei condizioni di trasparenza per tutti gli operatori di mercato. Come discusso in precedenza, i consumatori che desiderano generare ricavi dalla loro flessibilità devono poter scegliere liberamente il proprio fornitore di servizi (aggregatore) e non essere limitati alla scelta di un aggregatore legato o approvato dal proprio fornitore di energia [11]. Anche dal punto di vista tecnico il potenziale della domanda risulta a volte inespresso: i requisiti di partecipazione ai servizi di regolazione rendono difficoltosa la partecipazione dei consumatori anche in forma aggregata perché spesso essi non in grado di regolare il loro consumo per lunghi periodi come a volte richiesto dai prodotti esistenti sul mercato.

Dall'analisi effettuata dall'associazione SEDC, si riscontra che, laddove il ruolo dell'aggregatore indipendente è ben definito (es. Francia, Svizzera), l'apertura della domanda aggregata a nuovi servizi può generare delle incoraggianti prospettive di guadagno al consumatore finale [12] [13]. I Paesi europei che oggi offrono potenzialmente un quadro favorevole per la nascita di questa figura sono Belgio, Svizzera e Gran Bretagna, che presentano tuttavia ancora delle barriere di natura regolatoria [14][15]; in questi stati, infatti, l'aggregatore deve ottenere il permesso dal fornitore del cliente per operare sul carico dello stesso e compensare quest'ultimo per la mancata fornitura di energia all'utenza che partecipa al servizio di flessibilità. Nel Febbraio 2017 la commissione europea ha voluto eliminare queste barriere specificando la necessità di favorire l'ingresso non discriminatorio dell'aggregatore indipendente nei mercati [16]. A valle di questa disposizione, la Germania, i paesi nordici e l'Austria hanno avviato un processo di riforma per regolare questa figura mentre la Francia ha provveduto a delineare il rapporto finanziario tra il fornitore di energia e l'aggregatore indipendente, stabilendo una forma di compensazione con un accordo amministrativo definito a livello nazionale per regolare i corrispettivi di sbilanciamento [17]. Nel resto dell'Europa si verificano ancora situazioni in cui la partecipazione della domanda è limitata alle singole

unità di consumo di grande taglia (come avviene in Slovenia, Polonia, Estonia, Spagna) e Stati in cui l’apertura della domanda aggregata è tradizionalmente quasi inesistente (Estonia, la Spagna e, finora, l’Italia) ma dove è comunque sorto l’interesse a esplorare il suo potenziale [18]. In Tabella 6.2 è riassunto il grado di accesso e partecipazione della domanda ai mercati all’ingrosso sia a livello di singola unità che di aggregato. Per “accesso” qui si intende un sufficiente livello di regolamentazione che offre la potenziale partecipazione della domanda alla fornitura di un servizio, mentre per “partecipazione” si intende l’effettiva abilitazione a fornire il servizio. Si evidenzia come, in alcuni paesi, la flessibilità possa essere offerta non solo per servizi “globali” al gestore della rete di trasmissione ma anche per servizi “locali” al distributore.

Tabella 6.2
Accesso della domanda ai mercati all’ingrosso nei paesi commercialmente attivi.

<i>Mercato del giorno prima</i>						
Nazione	Francia	Svizzera	Belgio	Gran Bretagna	Irlanda	Finlandia
Accesso alla domanda e partecipazione	✓	✓	✓	X	✓	X/✓
Carico aggregato accettato	✓	✓	X	X	✓	✓
Generazione aggregata accettata	✓	✓	-	✓	✓	✓
<i>Mercato infragiornaliero</i>						
Accesso alla domanda e partecipazione	✓	✓	X	X	✓	X/✓
Carico aggregato accettato	✓	✓	X	X	✓	✓
Generazione aggregata accettata	✓	✓	-	✓	✓	✓



Legenda: ✓: accesso della domanda – X: mercato chiuso ✓/: mercato aperto ma non sufficientemente regolamentato -: nessuna informazione in merito
La Tabella 6.3 riassume la tipologia di servizio in cui la domanda e la generazione non rilevante possono partecipare nei diversi paesi.

Tabella 6.3
Servizi ausiliari e di bilanciamento, nei paesi EU commercialmente attivi.

Accesso della domanda						
Servizio	Francia	Svizzera	Belgio	Gran Bretagna	Irlanda	Finlandia
Riserva primaria	✓	✓	X/✓	✓	X	✓
Riserva secondaria	✓	✓	X	✓	X	X
Riserva terziaria	✓	✓	X/✓	✓	X	✓
Riserva terziaria carichi interrompibili	-	-	✓	-	✓	-
Controllo tensione e potenza reattiva	✓	✓	X	✓	X/✓	-
Altri servizi ancillari: ridispacciamento	-	-	-	X/✓	✓	-
Mercato delle capacità	-	✓	-	✓	✓	-
Riserva strategica	-	✓	X/✓	✓	-	✓
Servizi al DSO di gestione delle congestioni	-	-	-		X	-
Carico aggregato accettato						
Servizio	Francia	Svizzera	Belgio	Gran Bretagna	Irlanda	Finlandia
Riserva primaria	✓	✓	X/✓	✓	X	✓
Riserva secondaria	✓	✓	X	✓	X	X
Riserva terziaria	✓	✓	X/✓	✓	X	✓
Riserva terziaria carichi interrompibili	-	-	✓	-	✓	-
Controllo tensione e potenza reattiva	✓	✓	-	✓	X	✓
Altri servizi ancillari: ridispacciamento	-	-	-	X/✓	✓	-
Mercato delle capacità	-	✓	-	✓	✓	-
Riserva strategica	-	✓	X/✓	✓	-	✓
Servizi al DSO di gestione delle congestioni	-	-	-		X	-
Generazione aggregata accettata						
Servizio	Francia	Svizzera	Belgio	Gran Bretagna	Irlanda	Finlandia
Riserva primaria	✓	✓	-	✓	X	✓
Riserva secondaria	✓	✓	-	✓	X	X
Riserva terziaria	✓	✓	-	✓	X	✓
Riserva terziaria carichi interrompibili	-	-	-	-	X	-
Controllo tensione e potenza reattiva	✓	✓	-	✓	X	-
Altri servizi ancillari: ridispacciamento	-	-	-	X/✓	✓	-
Mercato delle capacità	-	✓	-	✓	✓	-
Riserva strategica	-	✓	-	✓	-	✓
Servizi al DSO di gestione delle congestioni	-	-	-	X/✓	X	-

In via del tutto generale, ogni modello che definisce le interazioni tra i soggetti di mercato potrebbe essere applicato al caso italiano. La scelta può essere condotta sulla base di due criteri espressamente richiamati in delibera 300/17:

1. coincidenza o meno dell’utente del dispacciamento (BRP) e del BSP,
2. natura del servizio offerto: riserva terziaria a salire di sostituzione e servizi di bilanciamento.

Nel seguito sono riepilogate le principali caratteristiche dei nuovi soggetti che sono abilitati alla fornitura di servizi di flessibilità, con particolare riferimento agli aggregati di carico e generazione, e le relazioni tra i diversi attori del mercato.

6.3 Opportunità di aggregazione per la domanda e la generazione distribuita in Italia

6.3.1 Contesto regolatorio

Con la citata delibera 300/2017/R/eel [19] “Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) [...]” l’Autorità ha definito i criteri per consentire alla domanda, alle unità di produzione fino ad allora escluse (rilevanti ma da fonti rinnovabili non programmabili; non rilevanti ossia la generazione distribuita) di partecipare al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD), il cui contesto è già stato ampiamente trattato all’interno del capitolo 4, nell’ambito di progetti pilota. L’apertura riguarda, inoltre, i sistemi di accumulo.

Il documento prevede che le unità di produzione e di consumo non rilevanti possano essere abilitate a MSD su base *aggregata*, secondo opportuni criteri di localizzazione geografica (“*perimetri di aggregazione*”), costituendo punti di dispacciamento per Unità Virtuali Abilitate (UVA). Sono inoltre abilitate le unità rilevanti da fonte rinnovabile non programmabile, con partecipazione non aggregata a MSD.

Per il momento la delibera 300/17 esclude dai progetti pilota servizi quali la riserva primaria, secondaria e la risoluzione di congestioni, ma introduce la possibilità di impiego di sistemi di accumulo e la remunerazione di servizi finora non valorizzati economicamente (per es. la regolazione di tensione). Nella sostanza, è riproposto il concetto di rilevanza per l’abilitazione a MSD, ma l’abilitazione è ampliata a una diversa platea di soggetti (Figura 6.8): le Unità Virtuali Abilitate possono essere costituite da unità di carico (UVAC), da unità di produzione (UVAP), da entrambe le tipologie (UVAM, unità “miste”) e, infine, sono stati previsti aggregati su base nodale (UVAN); come si vedrà nel seguito, per queste ultime due tipologie non sono ancora state definite le caratteristiche da progetti pilota.



Figura 6.8
Requisiti per abilitazione MSD - situazione post delibera 300/17.

Produzione (anche SdA)		Consumo
Rilevante		Non Rilevante
Programmabile	Non Programmabile	
✓ (UVAN)	✓ (UVAN)	✓ (UVAP, UVAN)
		✓ (UVAM, UVAN)
		✓ (UVAC)

In particolare, la delibera ha disposto quanto segue:

- L'abilitazione a MSD rimane obbligatoria per tutte le unità di produzione rilevanti che rispettano i requisiti previsti dal Codice di rete, mentre è volontaria per le altre unità di produzione rilevanti (alimentate da fonti rinnovabili non programmabili) e per le unità di produzione e consumo non rilevanti;
- Non è comunque consentita l'abilitazione a MSD delle unità di consumo e di produzione non trattate almeno su base oraria (tipicamente connesse in bassa tensione e con potenza disponibile inferiore o uguale a 55 kW), poiché la partecipazione di utenze convenzionalmente "profilate" e non misurate sarebbe difficilmente gestibile da parte dei relativi utenti del dispacciamento. Questa condizione esclude, al momento, i piccoli utenti del servizio elettrico dalla sperimentazione; la prossima diffusione dei meter di seconda generazione [20] potrebbe ampliare la possibilità di partecipazione a MSD anche di questo tipo di utenze, come avviene in altri paesi (v. capitolo 7);
- Non è consentita l'abilitazione a MSD delle unità di consumo in regime di servizio di interrompibilità o di super interrompibilità, perché servizio negoziato al di fuori di MSD;
- L'abilitazione a MSD può essere ottenuta per la fornitura anche di uno solo dei servizi previsti dal Codice di rete, ed è possibile abilitarsi alla fornitura anche di una sola fra le modalità "a salire" e "a scendere" (servizio asimmetrico);
- Le imprese distributrici siano informate in merito alle nuove abilitazioni a MSD, per segnalare a Terna e agli utenti del dispacciamento interessati l'eventuale presenza di criticità sulle proprie reti da considerare in sede di costituzione dell'unità virtuale aggregata.

A differenza di quanto avviene per le unità rilevanti, che partecipano singolarmente sia a MGP (Mercato del Giorno Prima) sia a MSD (e pertanto il BRP coincide con il BSP), nel caso di UVAP e di UVAC la controparte di Terna per la fornitura delle risorse di dispacciamento è il BSP, che può essere pertanto distinto dall'utente del dispacciamento.

Un sito non rilevante di produzione o di carico afferisce rispettivamente a una Unità di Produzione (UC) o Unità di Carico (UP) ai fini del mercato del giorno prima, mentre ricade all'interno di una UVA ai fini della partecipazione a MSD. Ne consegue la coincidenza o meno delle figure dell'Utente

del Dispacciamento (UdD, ossia il responsabile degli sbilanciamenti) e del Balance Service Provider (BSP, responsabile dell’attuazione dell’ordine di dispacciamento), come schematizzato in Tabella 6.4.

Tabella 6.4
Accesso della domanda ai mercati all'ingrosso nei paesi commercialmente attivi.

	Tipologia	Aggregazion e MGP/MI	Caratteristiche aggregato MGP/MI	Aggregazione MSD	Caratteristiche aggregato MSD	Coincidenza aggregato MGP/MI e MSD	Coincidenz a tra UdD e BSP	regolazione sbilanciamenti
UP Ril eva nti	UP rilevanti con abilitazione obbligatoria	No	-	No	-	-	Si	UP abilitate (dual pricing)
	UP rilevanti con abilitazione obbligatoria + SdA	No	-	No	-	-	Si	Come UP abilitate (dual pricing)
	UP rilevanti con abilitazione volontaria	No	-	NO	-	-	Si	Come UP non abilitate (single pricing)
UP no n Ril eva nti	UP non rilevanti con abilitazione volontaria	Si	Zonale per UdD	Si UVAP Unità Virtuali Abilitate di Produzione	solo UP nello stesso perimetro. Può comprendere UP in dispacciamento di diversi UdD	No	No	Come UP non abilitate (single pricing)
U C	Unità di consumo oggetto di abilitazione volontaria	Si	Zonale per UdD	Si UVAC Unità Virtuali Abilitate di Carico	solo UC nello stesso perimetro. Può comprendere UC in dispacciamento di diversi UdD	No	No	Come UC non abilitate (single pricing)
Al tri ag gr eg ati	UP non rilevanti e UC oggetto di abilitazione volontaria	Si	UP non rilevanti e UC nello stesso perimetro	Si UVAM Unità Virtuali Abilitate Miste	UP non rilevanti e UC nello stesso perimetro	Si -> definire nuovo punto di dispacciamento dedicato	Si	come UP e UC non abilitate (in prospettiva single pricing)
	UP rilevanti e non rilevanti e UC oggetto di abilitazione volontaria	Si	UP (rilevanti / non rilevanti) con abilitazione volontaria) e da UC sottese allo stesso nodo sulla RTN	Si UVAN Unità Virtuali Abilitate Nodali	UP (rilevanti / non rilevanti) con abilitazione volontaria) e da UC sottese allo stesso nodo sulla RTN	Si -> definire nuovo punto di dispacciamento dedicato	Si	come UP e UC non abilitate (in prospettiva single pricing)

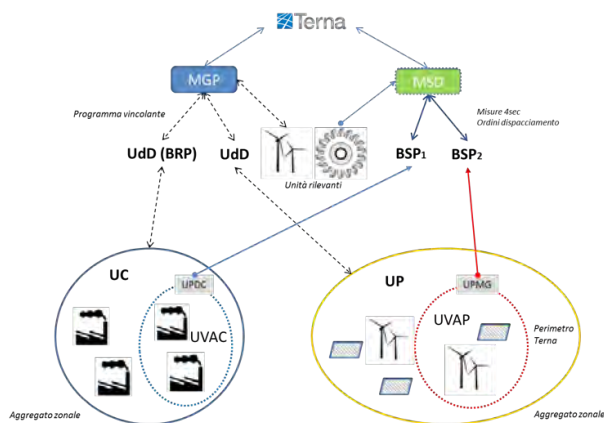
In caso di mancata coincidenza tra BSP e utente del dispacciamento, per ogni periodo rilevante Terna riconosce al BSP il prodotto tra volume sotteso all’offerta accettata su MSD riguardante una UVA e il prezzo cui è stata offerta la risorsa selezionata e transa con il BSP il prodotto tra quantità di variazione del programma di ciascun utente di dispacciamento intestatario di UVA e prezzo unico nazionale (per le UVAC) o prezzo zonale (per le UVAP). Qualora un ordine di dispacciamento non risulti soddisfatto da parte delle UVA, il BSP è tenuto a corrispondere a Terna un corrispettivo per il mancato rispetto degli ordini di dispacciamento, finalizzato a evitare che la UVA possa trarre vantaggio dalla differenza fra il prezzo di sbilanciamento e il prezzo di attivazione delle offerte presentate su MSD.

La delibera ha inoltre stabilito che entro il 30 giugno 2017 fosse proposto all’Autorità almeno un progetto pilota relativo alla partecipazione della do-

manda, con avvio dal giugno stesso, mentre per i progetti pilota di UVAP la scadenza è stata inizialmente fissata nel 31 luglio 2017. In seguito le richieste di qualificazione delle unità di produzione non rilevanti da abilitare a MSD da inviare a Terna sono state fissate dal 1 novembre 2017. Ruoli, relative funzioni e scambi informativi all'interno di MGP e MSD sono riassunti in Figura 6.9.

Figura 6.9

Ruoli e funzioni all'interno del Mercato del Giorno Prima (MGP) e del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD).



Legenda - UP: Unità di Produzione, UC: Unità di Consumo, UPDC: Unità Periferica Distacco Carico, UPMG: Unità Periferica Monitoraggio Generazione (v. cap. 7), UdD: Utente del Dispacciamento, BRP: Balance Responsible Party, BSP: Balance Service Provider.

Come previsto dalla delibera 300/2017/R/eel in tema di avvio di ulteriori progetti promossi di propria iniziativa da Terna o su proposta di operatori, dal 20/10/2017 sono state definite le modalità procedurali per avanzare proposte da parte di operatori del settore, diversi dal Gestore dei servizi energetici e dall'Acquirente Unico, senza distinzione di tipologia di UVA trattata. Le proposte, pur sempre soggette alla valutazione di ammissibilità da parte di Terna, devono in questo caso includere, oltre alla descrizione della proposta, delle tempistiche e della finalità del progetto, l'indicazione dei benefici e dei potenziali costi per il sistema. In quest'ambito Terna ha avviato la revisione del proprio codice di rete e dei relativi allegati attraverso una procedura di consultazione conclusa nel novembre 2017.

A partire dal 21/11/2017 Terna ha sottoposto alla consultazione degli operatori un progetto pilota per l'approvvigionamento a termine del servizio di regolazione di tensione. Nel documento di consultazione si regola la qualificazione alla partecipazione gli Utenti del Dispacciamento (UdD) in immissione, attraverso la dotazione di:

- Dispositivi in grado di fornire una regolazione continua e automatica della tensione mediante assorbimento/immissione di potenza reattiva, connessi a nodi di rete specifici;

- Un apparato per la regolazione secondaria di tensione centralizzata;
- Un apparato “UVRQ” per la misura e la verifica al punto di scambio dell’energia reattiva e della capacità resa disponibile (massima in sovra- e sotto-eccitazione).

Ciascun Utente del Dispacciamento può così presentare una offerta, per il periodo di validità del servizio, contenente:

- La capacità offerta (valore minimo tra i massimi di potenza in sotto- e sovra-eccitazione) in Mvar/anno;
- Il prezzo offerto, espresso in €/MVar/anno;
- In caso di più dispositivi regolanti, l’ordine di priorità.

Se l’offerta risulta essere superiore al *reservation price*, valore definito preliminarmente da Terna sulla base dei benefici attesi, essa non è accettata. Il documento prevede, in questo caso che l’UdD abbia la possibilità di effettuare quattro rilanci entro 30 minuti con un ribasso minimo di offerta del 10%, prima dell’esclusione definitiva. Le quantità, in caso di pareggio delle offerte, sono accettate parzialmente secondo criteri di ripartizione definiti. Un volta attivato, l’UdD deve fornire il servizio in maniera continuativa ed automatica per ottenere un corrispettivo mensile calcolato secondo un prezzo ponderato sul numero di ore annue e sulla quantità di regolazione assegnata.

6.3.2 Le UVAC

Con il regolamento [21] pubblicato il 25/09/2017 e integrato con nota Terna del 22/12/2017, recepito da delibere dell’Autorità [22][23], sono state definite le caratteristiche delle Unità Virtuali Aggregate di Consumo - UVAC:

- Il *Balancing Service Provider* (BSP) può essere: un soggetto caratterizzato dal possesso degli impianti di consumo associati alla UVAC, l’*Utente del Dispacciamento* (UdD) titolare dell’Unità di Consumo cui sono associati gli impianti di consumo che fanno parte della UVAC, o infine *un soggetto terzo*;
- Un impianto di consumo è associato a una UVAC (singolarmente o come impianto facente parte di un aggregato) ai fini della partecipazione a MSD, mentre è incluso in una Unità di Consumo (UC) ai fini della partecipazione ai mercati dell’energia (MGP/MI) e ai fini della regolazione degli sbilanciamenti. Il servizio richiesto a ciascuna UVAC consiste, salvo iniziative specifiche promosse da Terna, nel controllo di potenza frequenza attraverso bilanciamento e riserva terziaria. Il servizio è erogato tramite un’immissione o una riduzione di almeno 1 MW entro 5 minuti dalla richiesta di attivazione per un periodo di almeno 3 ore.

Le UVAC non reesi disponibili attraverso la mancata comunicazione dei dati tecnici per un determinato quarto d’ora, non sono considerate disponibili alla fornitura del servizio per quel determinato periodo temporale. Per le altre, Terna può richiedere una quantità, anche parziale rispetto alla quota disponibile. Al termine dell’ordine di dispacciamento, la UVAC, non più

assoggettata agli obblighi di fornitura del servizio, può variare liberamente i propri consumi, indipendentemente dal valore antecedente all'ordine di dispacciamento.

A seguito della ricezione dell'ordine di dispacciamento da parte di Terna non è consentito aumentare la potenza assorbita dal sito connettendo nuovi carichi, in sostituzione di quelli ridotti né aumentando la potenza prelevata dalla rete o, in caso di siti caratterizzati dalla presenza di unità di produzione, modificare il valore di potenza immessa da eventuali impianti di generazione abilitati a MSD.

Per il servizio di riserva terziaria:

- Terna considera validi i dati tecnici dichiarati entro i tempi previsti per la fase di programmazione;
- In MSD ex-ante Terna potrà allocare riserva terziaria di potenza a salire, implicando la possibilità che in tempo reale sia richiesta una riduzione di prelievo dagli impianti di consumo sottostanti;
- Non è prevista programmazione di riduzione di prelievo degli impianti di consumo sottostanti le UVAC, implicando un programma vincolante ("quantità di energia che l'unità deve immettere o prelevare ogni quarto d'ora, definita a valle della fase di programmazione del Mercato per il Servizio di Dispacciamento" – [24]) sempre pari a zero;
- L'allocazione di riserva non dà luogo a remunerazione economica.

Per il servizio di bilanciamento:

- Terna considera validi i dati tecnici dichiarati almeno 30' prima dell'ordine di dispacciamento;
- Terna può richiedere in tempo reale la modulazione del prelievo della UVAC attraverso ordini di dispacciamento.
- Gli ordini di dispacciamento consistono nel "congelamento" della situazione corrente della UVAC con sovrapposizione dello scostamento richiesto. Gli ordini sono strutturati secondo quanto descritto da [25], comprensivi di ora d'inizio e di fine comando, distinti in "movimentazione" dell'unità e di "mantenimento". Nella fattispecie, tuttavia, tali indicazioni risultano al momento puramente indicative avendo Terna stessa privilegiato l'adattamento di procedure tipiche dei carichi interrompibili (per le quali [25] è stato originariamente concepito) alla strutturazione di nuovi ordini. Al termine del servizio è emesso ordine di revoca o nuovo ordine di dispacciamento; la situazione finale in ogni caso è identica a quella precedente al comando;
- *Il perimetro di aggregazione*, costituito da un insieme di province e assume rilievo ai soli fini della partecipazione a MSD (inalterati i perimetri di aggregazione ai fini della partecipazione a MGP e MI e ai fini della regolazione degli sbilanciamenti);
- Ciascun punto di prelievo deve essere dotato di un'apparecchiatura UPDC (Unità di Previsione Distacco Carico) o altra apparecchiatura equivalente in grado di effettuare la rilevazione della misura con cadenza 4 secondi. L'invio della misura può essere effettuato direttamente dal punto di prelievo a Terna, o indirettamente dal punto di prelievo a un concentratore che invia la misura a Terna. L'apparato UPDC deve essere in grado di dialogare direttamente con Terna tramite il protocollo di comunicazione indicato (v. capitolo 7) o, in alternativa, tramite un

protocollo di comunicazione che abbia lo stesso livello di affidabilità, integrità, codifica e dettaglio informativo di quello indicato da Terna;

- Il BSP si impegna a presentare, con le modalità definite nel Regolamento MSD, nel Periodo di Validità, offerte a salire per la riserva di sostituzione e il bilanciamento nell'ambito della fase di programmazione del MSD e nel mercato di bilanciamento (nel seguito: MB), a prezzi non superiori allo Strike Price, per un quantitativo di risorse almeno pari alla *quantità assegnata e per almeno tre ore consecutive comprese nella fascia tra le ore 14:00 e le ore 20:00 di tutti i giorni dal lunedì (incluso) al venerdì (incluso)*. Peraltro "il Corrispettivo Fisso Giornaliero è incrementato linearmente fino a un valore massimo del 200% qualora l'offerta sia formulata, per un quantitativo almeno pari alla quantità assegnata, per tutte le ore comprese tra le ore 14.00 e le ore 20.00". La presenza di questa condizione all'interno della "procedura" ben definita nel tempo, e non nel regolamento UVAC, potrebbe lasciar intendere una sua transitorietà. Occorre sottolineare che la remunerazione in capacità è legata alla criticità evidenziata da Terna di una carenza di riserva a salire nel periodo estivo, che avrebbe potuto mettere a repentaglio la sicurezza del sistema elettrico. Per ovviare a questa criticità Terna ha avuto la possibilità di contrattualizzare a termine una quantità di riserva, da qui il riconoscimento di una remunerazione in capacità delle UVAC nel periodo giugno-settembre. Nel caso nella medesima UVAC siano presenti punti di prelievo appartenenti a più UC, la variazione richiesta da Terna è ripartita secondo il contratto di dispacciamento dell'utente attuato sui singoli punti di prelievo. Nella sostanza, Terna:
 - Riceve dal titolare della UVAC una somma economica pari al prodotto tra la somma delle variazioni dei programmi di prelievo di ciascun utente del dispacciamento coinvolto nella medesima UVAC e il prezzo unico nazionale;
 - Versa a ciascun utente del dispacciamento coinvolto nella UVAC, il prodotto tra la variazione del programma di prelievo e il prezzo unico nazionale. Nel caso l'ordine di dispacciamento non sia eseguito con successo, per ciascun quarto d'ora verificato, il titolare della UVAC è restituire un importo pari al prodotto tra il prezzo offerto su MSD maggiorato del 50% e una quantità rappresentante de facto quanto non fornito.
 - *La Periferica di Monitoraggio Carico (UPMC)*, da installare presso ciascun impianto di consumo e in grado di rilevare e inviare in tempo reale a un centro remoto le misure del consumo totale con periodicità 4 secondi. Tale UPMC deve essere in grado di dialogare direttamente con Terna tramite il protocollo di comunicazione indicato (v. cap. 7) o, in alternativa, tramite un protocollo di comunicazione che abbia lo stesso livello di affidabilità, integrità, codifica e dettaglio informativo di quello indicato da Terna;
 - Il punto di controllo fisico ("punto presidiato con continuità") presente per ciascuna UVAC che possa ricevere gli ordini di dispacciamento inviati da Terna e dal quale tali ordini siano attuabili; presso il punto di controllo fisico sarà installata un'unità fornita da Terna per la ricezione degli ordini di dispacciamento, vi sarà un'unità di sistema di comunicazione telefonica continuamente presidiata;

- I punti di prelievo per i quali è stato sottoscritto il contratto per il servizio di interrompibilità o il contratto per il servizio di super interrompibilità non possono rientrare nelle Unità virtuali abilitate di consumo (UVAC) o nelle Unità virtuali abilitate miste (UVAM) o nelle Unità virtuali abilitate nodali (UVAN) nei casi in cui tali contratti riguardino l'intera potenza disponibile sul punto di prelievo. Nei casi in cui tali contratti riguardino solo una parte dei carichi sottesi al medesimo punto di prelievo, è possibile inserire nella UVA la parte rimanente dei carichi, purché misurabili separatamente.

Per quanto riguarda la remunerazione, i soggetti titolari di UVAC hanno partecipato alla procedura d'asta per l'approvvigionamento a termine di risorse di dispacciamento, sulla base di un fabbisogno definito da Terna per il periodo 19 giugno – 30 settembre 2017. Il fabbisogno è stato allocato con cadenza progressivamente mensile per il periodo rimanente dal giorno di svolgimento dell'asta al 30 settembre 2017.

La remunerazione è stata costituita da un corrispettivo fisso e uno variabile; in particolare il corrispettivo fisso, espresso in €/MW, è stato definito in esito a un'asta al ribasso di tipo "pay as bid", mentre il corrispettivo variabile è riconosciuto con riferimento alle sole quantità accettate su MSD e solo in caso di attivazione delle risorse, in ogni caso non superiore allo "strike price". Il corrispettivo in potenza, non presente per gli attuali provider del servizio, è stato giustificato dal gestore della Rete di Trasmissione Nazionale in [26] e approvato dall'autorità tramite specifica delibera [22].

Il corrispettivo fisso (€/MW) è risultato essere pari a un valore compreso tra 25.000 €/MW/anno e 30.000 €/MW/anno, sulla base della remunerazione per analoghi servizi in altri paesi europei, mentre il variabile ad un valore non superiore allo "strike price" (400 €/MWh).

Dalla valutazione dell'esito delle aste, pubblicate in [27] e riassunte in Tabella 6.5, si evince che la quantità complessivamente assegnata si è attestata sul valore di circa 51 MW, a fronte di una richiesta situata attorno a 500 MW per ciascuna asta.

Tabella 6.5
Esito delle aste UVAC (al 30 agosto 2017).

Data asta	Periodo	Richiesta da Terna	Quantitativo assegnato	Prezzo medio pesato [€/MW/anno]	assegnatario
19 giugno 2017	19 giugno-30 settembre	500 MW	5 MW	29'999	Burgo Energia
22 giugno 2017	26 giugno-30 settembre	495 MW	31 MW	29'999	21 MW: Burgo Energia 10 MW: Enel Produzione
27 giugno 2017	3 luglio-30 settembre	500 MW	10 MW	29'999	5 MW: Consorzio Energinvest 5 MW: Enel Produzione
20 luglio 2017	24 luglio-30 settembre	500 MW	5 MW	30'000	Axpo Italia

6.3.3 Le UVAP

Per le Unità Virtuali Aggregate di Produzione (UVAP) vale quanto segue:

- I servizi forniti consistono nella riserva terziaria, di bilanciamento e di risoluzione delle congestioni a programma. Per il servizio di riserva terziaria:
 1. In MSD ex-ante Terna potrà allocare riserva terziaria di potenza a salire, implicando la possibilità in tempo reale che sia richiesta una modulazione nell'immissione dagli impianti di produzione sottostanti;
 2. Il programma vincolante sarà calcolato sulla base delle offerte accettate secondo logiche di esigenza di Terna. Solo l'accettazione delle quantità offerte, non l'allocazione di riserva, dà luogo a remunerazione economica in MSD ex-ante. Non sono previste movimentazioni in MSD ex-ante.

Per il servizio di bilanciamento:

- Terna può richiedere in tempo reale, la modulazione del prelievo della UVAP attraverso ordini di dispacciamento.
- Gli ordini di dispacciamento consistono nella sovrapposizione della situazione corrente della UVAP (legata al "programma vincolante") con quanto richiesto. La variazione è esplicitamente riferita al programma vincolante (definito da Terna); per le UVAC, invece, si è visto come il programma vincolante sia nullo. Gli ordini sono strutturati secondo quanto previsto dal codice di rete [25] (v. cap. 7) e sono caratterizzati da ora di inizio e di fine comando e tipologia; si caratterizzano per funzioni di "movimentazione" dell'unità e di "mantenimento". Al termine del servizio è emesso ordine di revoca o nuovo ordine di dispacciamento. La situazione finale in ogni caso è analoga alla precedente al comando, con ritorno al programma vincolante e vincolo di mantenimento dello stato per le successive due ore.. Inoltre la revoca può essere richiesta, oltre che per comando diretto, anche attraverso nuovo ordine riferito

- anche in questo caso al programma vincolante.
- A ciascuna UVAP possono essere associati uno o più punti di immissione, connessi in alta, media o bassa tensione, che dispongano di dati di misura orari e che siano trattati su base oraria, purché:
 - tutti i punti di immissione associati alla medesima UVAP risiedano nello stesso perimetro di aggregazione, costituito da un insieme di province, il cui elenco è pubblicato da Terna;
 - I punti di immissione non siano ricompresi nel contratto di dispacciamento del GSE. Tale requisito esclude tutte le UP per cui il GSE è utente del dispacciamento (ossia Cip 6, Tariffa Forfettaria Omnicomprensiva, Ritiro Dedicato e Scambio Sul Posto);
 - Le unità di produzione associate alla UVAP siano non rilevanti (come detto, le unità rilevanti devono partecipare singolarmente a MSD);
 - Le unità di produzione associate alla UVAP non siano incluse all'interno di siti di consumo (esclusi i consumi dei servizi ausiliari). Tale requisito significa che non possono partecipare in UVAP delle UP asservite a unità di consumo già incluse in UVAC.
 - *Il Balancing Service Provider (BSP)* può essere un soggetto titolare degli impianti di produzione associati alla UVAP o un soggetto terzo aggregatore;
 - Analogamente a quanto avviene per le UVAC, nella medesima UVAP possono essere inclusi punti di immissione inclusi in differenti contratti di dispacciamento in immissione (ad eccezione dei punti inseriti nel contratto GSE, non ammessi). Ciascun punto di immissione, dotato di apparecchiatura di monitoraggio della generazione (UPMG), deve essere ubicato all'interno dello stesso perimetro di aggregazione, identici a quelli definiti da Terna per le UVAC. È previsto che le UPMG possano interfacciarsi con i controllori centrali di impianto CCI definiti da Allegato O di CEI 0 16 (v. capitolo 7);
 - Ciascuna UVAP deve garantire complessivamente determinati valori di modulazione a salire e a scendere, denominati “Potenza Massima di Controllo” e “Potenza Minima di Controllo Inferiore”; più precisamente:
 1. Qualora sia richiesta l'abilitazione alla fornitura di risorse di dispacciamento sia nella modalità a salire sia a scendere, una “Potenza Massima di Controllo” e una “Potenza Minima di Controllo inferiore” non inferiori in valore assoluto a 1 MW;
 2. Qualora sia richiesta l'abilitazione alla fornitura di risorse di dispacciamento nella modalità “a salire” e non sia richiesta nella modalità “a scendere”, una “Potenza Massima di Controllo” non inferiore a 1 MW e una “Potenza Minima di Controllo Inferiore” pari a 2 kW;
 3. Qualora sia richiesta l'abilitazione alla fornitura di risorse di dispacciamento nella modalità “a scendere” e non sia richiesta nella modalità “a salire”, va realizzata una “Potenza Minima di Controllo inferiore” non inferiore a 1 MW in valore assoluto e una “Potenza Massima di Controllo” pari a -2 kW.

In delibera, per il termine “Potenza Minima di Controllo Inferiore” è presente un rimando al codice di rete [28]. La nota prosegue affermando che “per le UVAP è da intendersi pari al valore massimo di potenza modulabile in prelievo”, mentre il citato Allegato A.60 fornisce la seguente definizione di “Potenza Minima di Controllo Inferiore”: “Minimo valore di Potenza minima di assetto stabilmente erogabile dall'unità di produzione nell'assetto in esa-

me al netto della potenza assorbita dai servizi ausiliari e della semi-banda di regolazione primaria, come richiesta nelle regole per il dispacciamento in qualsiasi condizione di funzionamento.” Il termine “prelievo” del regolamento UVAP sottende la riduzione dell’immissione (in MSD ciò si realizza attraverso un riacquisto - quindi un prelievo - di energia precedentemente venduta in immissione). All’atto pratico la UVAP, alla richiesta di abilitazione “a scendere”, dovrà presentare un valore massimo di modulabilità in riduzione almeno pari a 1 MW, così come, nel caso “a salire” dovrà presentare un valore massimo di modulabilità in aumento (la “Potenza massima di controllo”) almeno pari a 1 MW. È escluso in ogni caso ogni riferimento a un “minimo tecnico” della UVAP essendo un aggregato.

Relativamente alla disponibilità della UVAP alla fornitura del servizio (in primis la fornitura dei dati tecnici), valgono le medesime considerazioni fornite per le UVAC con l’aggiunta della comunicazione della baseline, il programma in potenza complessivo dei punti di immissione inclusi nella UVAP. Differentemente dalle UVAC, le UVAP, per le caratteristiche di rapida modulazione, saranno generalmente destinate alla fase in tempo reale e non di programmazione, salvo per speciali condizioni di sicurezza.

Il mancato rispetto delle quantità accettate prevede il pagamento di penali puntuali da parte del titolare della UVAP, mentre per il mancato rispetto della baseline la quantità economica è pari al 2% del totale incasso mensile derivante dalla partecipazione a MSD.

Analogamente a quanto previsto per le UVAC, se la quantità netta accettata è positiva, Terna riceve dal titolare della UVAP il prodotto tra la somma delle variazioni dei programmi di immissione risultanti dal mercato dell’energia di ciascun utente del dispacciamento coinvolto nella UVAP e il prezzo zonale MGP della zona di mercato in cui la UVAP è sita. A sua volta, Terna versa a ciascun utente del dispacciamento, titolare di punti di immissione associati alla UVAP, il prodotto tra la somma delle variazioni del programma di immissione del medesimo utente risultanti dal mercato dell’energia e il prezzo zonale MGP della zona di mercato in cui la UVAP è sita. Se la quantità netta accettata è negativa, invece, Terna versa al titolare della UVAP il prodotto tra la somma delle variazioni dei programmi di immissione risultanti dal mercato dell’energia di ciascun utente del dispacciamento coinvolto nell’ UVAP e il prezzo zonale MGP, e riceve da ciascun UdD coinvolto nella UVAP il prodotto tra la somma delle variazioni del programma di immissione del medesimo utente e il prezzo zonale MGP della zona di mercato in cui la UVAP è sita.

Si evidenzia come la soglia individuata per la potenza di modulazione (soglia che in futuro potrà essere ulteriormente ridotta) renda possibile anche a unità non rilevanti ≥ 1 MW connesse alla rete di distribuzione di partecipare singolarmente a MSD. La scelta di partecipare singolarmente o in forma aggregata discende da valutazioni di convenienza tecnica e operative: in un caso si interagisce direttamente con la piattaforma del TSO e si hanno quindi tutti i benefici ma anche tutte le responsabilità, mentre nel secondo caso è il BSP a garantire tempistiche di monitoraggio e attuazione ed è responsabile del rispetto degli ordini di dispacciamento.

- Il servizio richiesto a ciascuna UVAP deve essere attuato entro **15 minuti** dalla ricezione dell’ordine di dispacciamento di Terna e va mantenuto per almeno **3 ore consecutive**.

Con la pubblicazione di [29] riguardante i progetti pilota UVAP, è stato confermato che questi aggregati devono garantire una somma di potenze modulabili in incremento dei punti di immissione non rilevanti alimentati da fonti programmabili non inferiore al 60% della somma delle potenze modulabili in incremento di tutti i punti di immissione (inizialmente la soglia era stata fissata pari a 80%, Figura 6.10).

Figura 6.10
Caratteristica delle UVAP abilitate ai progetti pilota come definito da delibera 583/17 (fonte Terna).



Il perimetro di aggregazione definito da Terna per le UVAP risulta coincidente a quello delle UVAC, e ciascun aggregato comprende diverse province. Differentemente dalle aggregazioni inerenti il carico, per i progetti pilota UVAP non è stata prevista alcuna remunerazione in capacità: si applicano pertanto le medesime condizioni previste per le altre risorse (come descritto più dettagliatamente nel capitolo 4).

Si può osservare che l’attuale quadro non favorisce la partecipazione di unità FER incentivate senza elementi di accumulo, poiché –non avendo costi evitati di combustibile derivanti dalla mancata produzione- non vi è convenienza dal riacquisto su MGP (v. cap. 3 per le strategie di offerta e cap. 8 per la valutazione economica complessiva).

Potenziale interesse vi potrebbe invece essere per gli impianti cogenerativi (CHP), ovviamente non già inclusi in UVAC.

6.4 Le forme regolate di aggregazione: collettività dell'energia e sistemi di distribuzione chiusi

A novembre 2016, è stato presentato dalla Commissione Europea un pacchetto di proposte che va sotto il nome di “Winter Package” (vedi cap.1). Esso contiene, tra i vari documenti, una proposta di “Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio relativa a Norme comuni per il Mercato Interno dell'Energia Elettrica” che è stata successivamente integrata con i commenti pervenuti dagli stati membri [COM(2016) 864 final/2 2016/0380(COD)].

La proposta aveva “lo scopo di adeguare le vigenti regole alle nuove realtà del mercato, consentendo la libera circolazione dell'energia elettrica dove e quando ve ne è una maggiore necessità tramite segnali di prezzo non falsati, conferendo al contempo un ruolo attivo ai consumatori [...] e fornendo i segnali e gli incentivi adeguati a orientare gli investimenti necessari per la decarbonizzazione del [...] sistema energetico”. Poiché “le regole di mercato attualmente in vigore spesso non permettono ai consumatori di cogliere le nuove opportunità”, la proposta intende rimuovere gli ostacoli che limitano la partecipazione di questi soggetti ai mercati dell'energia, garantendo al contempo protezione ai soggetti più vulnerabili o in povertà energetica.

A dicembre 2018, il Consiglio Europeo ha approvato la proposta di Direttiva sul Mercato interno dell'energia (2016/0380 (COD)), che recepisce modifiche significative rispetto alla versione iniziale. Il documento ha definito le *energy community* (EC, “**collettività dell'energia**” in Italiano), un tipo di iniziativa che “verte principalmente sull'approvvigionamento a prezzi accessibili di energia da fonti specifiche, come le rinnovabili, per i membri o gli azionisti, a differenza delle imprese energetiche tradizionali che hanno invece fini di lucro”. Le collettività dell'energia rientrano tra le iniziative dei cittadini, riconosciute dalla direttiva, alle quali sarebbe garantito un quadro di sostegno, un trattamento equo, condizioni di parità nonché un catalogo ben definito di diritti e obblighi. L'adesione a una EC dovrà essere aperta a tutte le categorie di soggetti, tuttavia i poteri decisionali dovrebbero essere riservati a quei soci o azionisti che non sono coinvolti in attività commerciali su larga scala e per i quali il settore energetico non costituisce un'area fondamentale della propria attività economica.

Alla luce della struttura di affiliazione, dei requisiti di governance e del loro scopo, le EC costituiscono, pertanto, un nuovo tipo di soggetto: esse potranno operare sul mercato a condizioni paritarie, senza distorsioni alla concorrenza, beneficiando degli stessi diritti e rispettando gli stessi obblighi delle altre imprese elettriche. I diritti e gli obblighi si applicheranno a seconda dei ruoli adottati: cliente finale, produttore, fornitore o gestore dei sistemi di distribuzione. Si evidenzia come, nell'ambito delle *energy community*, sia prevista la condivisione virtuale dell'energia tra i membri; tuttavia, qualora tale condivisione avvenga tramite la rete pubblica, rimarrebbe invariata l'applicazione degli oneri di rete, delle tariffe, delle imposte e dei tributi connessi ai flussi di energia elettrica.

La direttiva prevede, infine, che sia possibile –se previsto dal quadro regolatorio nazionale– autorizzare una EC a diventare il “gestore del sistema di distribuzione chiuso”. A questo status di gestore dell'infrastruttura sa-

rebbero associati gli stessi obblighi cui sono soggetti i concessionari della distribuzione.

Il sistema di distribuzione chiuso (SDC), nella regolamentazione italiana, è una rete elettrica privata che distribuisce energia elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi, geograficamente limitato, e che non rifornisce clienti civili (con esclusione delle aziende familiari). I SDC si dividono in Reti Interne d'Utenza (RIU) e Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi (ASDC) definiti, per complemento, come tutti i SDC diversi dalle RIU.

La normativa italiana su questa tipologia di sistema è in via di completamento: secondo la legge 99/09, infatti, rientravano nei SDC i sistemi già esistenti alla data del 15/08/2009, non soggetti a obbligo di connessione di terzi ma collegati a reti pubbliche con tensione non inferiore a 120 kV.

Sono state ammesse variazioni circa le unità di carico e generazione purché rimangano soddisfatti i criteri di definizione dei SDC. Le RIU e gli ASDC sono caratterizzati dalla presenza di un collegamento elettrico privato che collega tra loro gli impianti di produzione e le unità di consumo che compongono il sistema e che serve per la distribuzione di energia elettrica al suo interno. I SDC, inoltre, riguardano un sito geograficamente limitato mentre le RIU possono ricomprendere aree ricadenti su territori comunali differenti. Secondo la direttiva 2009/28/CE, recepita in Italia con il dlgs 93/11, "i siti industriali, commerciali o di servizi condivisi, quali gli edifici delle stazioni ferroviarie, gli aeroporti, gli ospedali, i campeggi di grandi dimensioni con strutture integrate o gli stabilimenti dell'industria chimica possono includere sistemi di distribuzione chiusi per via della natura specializzata del loro funzionamento". Pertanto le RIU, come le altre reti private, diventano sistemi di distribuzione con obbligo di connessione di terzi. Rispetto alla legge 99/09, la direttiva non pone vincoli di natura temporale: nelle more che il Parlamento decida circa la realizzazione di nuovi SDC, finora rientrano negli Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi le reti private esistenti nell'agosto 2009 diverse dalle RIU che soddisfano i criteri di definizione dei SDC.

Agli effetti della direttiva 2009/28/CE, i gestori di SDC sono equiparati a distributori tranne per quanto espressamente derogato: in particolare, possono applicare ai propri clienti tariffe di connessione, trasporto e misura diverse da quelle definite dall'Autorità. Specularmente, i gestori di SDC non accedono ai meccanismi di riconoscimento dei costi e di perequazione previsti dall'Autorità.

Ai sensi del decreto legge 91/14 ("decreto competitività"), le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema si applicano interamente all'energia consumata dai singoli utenti finali presenti nel SDC, mentre vi è una applicazione forfettaria pari al 5% (componente variabile, kWh) all'energia elettrica "prelevata tramite i punti di connessione all'interno della RIU e non già prelevata tramite i punti di interconnessione con la rete pubblica", ossia auto-consumata. Secondo quanto stabilito dall'Autorità, per il servizio di dispacciamento non è previsto un trattamento diverso per i clienti delle RIU e degli ASDC.

La richiamata proposta di "Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio relativa a Norme comuni per il Mercato Interno dell'Energia Elettrica" prevede di richiedere agli stati membri la definizione di regole affinché un Sistema che distribuisce l'elettricità nell'ambito geografico limitato di un sito industriale, commerciale (e che non fornisce clienti residenziali), o dove

vengano condivisi servizi, sia considerato un SDC. La proposta specifica inoltre che eventuali deroghe rispetto all'applicazione di tariffe deve essere sottoposta a procedura di approvazione.

La discussione avvenuta con la pubblicazione della SEN ha fatto emergere la richiesta di poter realizzare nuovi sistemi di distribuzione chiusi, limitatamente al caso di nuovi impianti alimentati da energia prodotta da fonti rinnovabili o da cogenerazione ad alto rendimento, anche integrati con sistemi di accumulo. Tali configurazioni dovrebbero, secondo i proponenti, mantenere l'attuale esenzione dal pagamento della parte variabile degli oneri di sistema per la quota di energia auto-consumata. La potenziale uscita di un numero crescente di utenti dalla base di applicazione degli oneri (di rete e di sistema) pone tuttavia la necessità di nuove regole per l'allocare di tali costi e degli incentivi alle fonti rinnovabili (anche se quest'ultimi sono in diminuzione).

Infine si richiama come, a seguito delle modifiche al codice civile del 2013 che hanno semplificato alcune installazioni nelle parti comuni (tra i quali gli impianti fotovoltaici), sono state avanzate numerose proposte di trasformare i condomini in singoli "prosumer". Secondo tali proposte, gli edifici potrebbero dotarsi di impianti di generazione locale di elettricità dedicati all'alimentazione non solo delle parti comuni, come avviene ora, ma anche delle singole utenze, con riparto dei costi e di eventuali ricavi tramite sub metering (analogamente a quanto avviene per il calore).

Secondo tali proposte, la centralizzazione di produzione ed eventuale accumulo ovierebbe alla difficoltà di installare impianti di produzione indipendenti, con un vantaggio derivante dall'aggregazione dei carichi delle singole utenze e dalla riduzione degli oneri connessi con la pluralità dei contratti singoli. In tutti i contratti per la fornitura a utenze residenziali e PMI è presente la clausola esplicita di divieto di trasferimento e cessione a terzi sotto qualsiasi forma dell'energia elettrica. Si rammenta che alberghi, residence e convitti non rientrano nella fattispecie di utenza residenziale e non sono pertanto soggetti al vincolo di unicità sopra richiamato (il corrispettivo chiesto al cliente per il servizio offerto ricomprende anche i consumi energetici, non singolarmente esposti).

A questo proposito si ricorda quando ribadito a fine 2015 dal Testo Integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di Connessione (TIC) per il periodo 2016-2020 [Delibera 654/15 Allegato C]. Nel TIC, articolo 5, è specificata la unicità del punto di prelievo e tensione di alimentazione: per ciascuna unità immobiliare e sue pertinenze, gli impianti elettrici dei clienti finali vanno connessi alle reti in un unico punto.

Per le utenze domestiche in bassa tensione può essere richiesta l'installazione, invece, di un secondo punto di prelievo, destinato esclusivamente all'alimentazione di pompe di calore, anche di tipo reversibile, o all'alimentazione privata di veicoli elettrici. La presenza di ulteriori punti di prelievo è stata in larga parte superata dalla entrata in vigore delle tariffe non progressive, che promuovono l'adozione del vettore elettrico anche per gli usi termici efficienti.

L'emersione dei cosiddetti "clienti nascosti", ossia clienti finali a cui è attribuita una unità di consumo ma che sono privi di un proprio punto di connessione in quanto condividono un punto di consegna (contatore) con altri clienti finali, è stata oggetto di diversi provvedimenti dell'Autorità. La recente Delibera 894/2017/R/eel ha individuato nel 30 giugno 2018 la data ulti-

ma entro cui è possibile auto-dichiararsi evitando l'applicazione di sanzioni o penali, chiedendo una nuova connessione dedicata (un nuovo POD). Ai clienti finali “nascosti” che non si auto-dichiarano entro tale scadenza sarà erogata una penale forfettaria del 30% ai congruagli calcolati a decorrere dall'1 gennaio 2014.

6.5 Best Practice per l'aggregazione di Risorse

Nel presente paragrafo sono riportate delle schede di sintesi di tre esempi di aggregatori che operano in Europa, le risorse coinvolte e i servizi offerti, le cui caratteristiche sono allineate con quanto tracciato dalla delibera 300/17.

Esempio 1: flessibilità da generazione

	
PAESE	Germania – Austria – Belgio – Francia - Paesi Bassi – Polonia – Svizzera –Italia
Anno Avvio	Germania(2009) - Austria(2014) - Belgio(2014) - Francia(2015) - Paesi Bassi(2016) -Polonia(2016) - Svizzera (2016) - Italia(2017?)
Servizio	Regolazione secondaria di frequenza (FRR) Regolazione terziaria di frequenza (RR) Altri servizi: ottimizzazione portafoglio cliente – Trading nei mercati (EPEX, EEX, IPEX)
Risorse	Impianti di biogas, biomasse, impianti eolici, fotovoltaici, cogeneratori e generatori d'emergenza.
Taglia minima singolo sito	Funzione del contesto regolatorio adottato nel paese
Taglia minima aggregato	Funzione del contesto regolatorio adottato nel paese
BSP	Svolgono sia la funzione di BSP che BRP
Remunerazione BSP (stima)	Funzione del contesto regolatorio adottato nel paese
Replicabilità ITA	Sì (presente in Italia, al momento opera come trader nel mercato fisico)

Esempio 2: flessibilità da clienti residenziali e terziario

	
PAESE	Svizzera
Anno Avvio	2012
Servizio	Regolazione primaria di frequenza (FCR) Regolazione secondaria di frequenza (FRR) Regolazione terziaria di frequenza (RR) Altri servizi: Peak shaving
Risorse	utenza Residenziale, terziario, utenze industriali
Taglia minima singolo sito	5 MW
Taglia minima aggregato	5 MW
BSP	Sì aggregatore indipendente o aggregatore combinato
Remunerazione BSP (stima)	FRR: 25.68 CHF/MW RR: 5.45 CHF/MW (Weekly +), 3.57 CHF/MW (Weekly -), 2.60 CHF/MW (Daily +), 2.18 CHF/MW (Daily -)
Replicabilità ITA	Sì (esclusi alcuni dettagli che riguardano l'integrazione funzionale DSO-venditore, ammessa in Svizzera)

Esempio 3: flessibilità da siti complessi

Flexitricity	
PAESE	Gran Bretagna
Anno Avvio	2004
Servizio	Regolazione primaria di frequenza (FCR) Regolazione della frequenza con sistemi di accumulo (EFR) Regolazione della frequenza tramite gestione della domanda (FCDM) Altri servizi: mercato delle capacità, gestione delle congestioni di rete.
Risorse	Aeroporti e proprietà commerciali: riscaldamento, ventilazione e aria Condizionata, stoccaggio termico dell'acqua Refrigerazione commerciale: condizionamento supermercati, celle frigorifere, frigoriferi Ospedali e Università: riscaldamento, ventilazione e aria Condizionata, stoccaggio termico dell'acqua Complessi industriali: riscaldamento, ventilazione e aria condizionata, caldaie, pompe ad acqua calda, azionamenti a velocità variabile di motori, controllo della velocità di ventilatori Risorse rinnovabili, cogeneratori, generatori d'emergenza, idroelettrico e sistemi di accumulo
Taglia minima singolo sito	1 MW (FFR), 1MW (EFR), 3MW (FCDM) 3MW (STOR ¹)
Taglia minima aggregato	FFR: 1 MW (FFR), 3MW(STOR), 1MW(EFR), 3MW (FCDM)
BSP	Sì aggregatore indipendente
Remunerazione BSP (stima)	FFR: - remunerazione per la disponibilità: £1.47 /MW - remunerazione per l'utilizzo: £3.39 /MW FCDM: £4/MW EFR: £7/MW - £12/MW DSBR: 15.000-16000 £ per MW di capacità STOR: - remunerazione per la disponibilità: £5.6/MW (vincolata), £1.83/MW (flessibile) - remunerazione per l'utilizzo: £158/MWh (vincolata), £91.04/MWh (flessibile)
Replicabilità ITA	Sì

6.6 Bibliografia

[1] “Existing business models for renewable energy aggregators”, deliverable progetto BestRES, Ares(2016)2689723 - 09/06/2016, www.bestres.eu

[2] <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/glossary/Pages/home.aspx>

[3] Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation - <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R1485&from=EN>

[4] Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing - <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R2195&from=EN>

[5] H. de Heer, M. van der Laan, “USEF: Work stream on aggregator implementation models”, 2016, <https://www.usef.energy/app/uploads/2016/12/Recommended-practices-for-DR-market-design.pdf>

[6] USEF, “Towards an expanded view for implementing demand response aggregation in Europe”, <https://www.usef.energy/app/uploads/2016/12/USEF-Aggregator-Work-Stream-interim-results-1.pdf>

[7] “Explicit Demand Response in Europe Mapping the Markets 2017”- SEDC.

[8] “Lessons learnt from the French experience -Challenges and Opportunities in the Context of Energy Transitions” Chloé Latour – Markets Department;

[9] “Regulatory and Market Framework Analysis: A working document assessing the impact of the regulatory and market framework on the IndustRE business models “ IndustRE Deliverable 2.2 July 2015;

[10] “An introduction to the Universal Smart Energy Framework” – Smart energy collective

[11] “Position paper flexibility value chain” USEF: Rob van Gerwen, Hans de Heer

[12] “Demand Response status in EU Member States” - JRC Science for Policy Report.
“Empowering Residential and SME Consumers” SEDC.

[13] “Demand Response Activation by Independent Aggregators As Proposed in the Draft Electricity

[14] Directive” -Eurelectric DNV-GL.”Recommended practices and key considerations for a regulatory framework and market design on explicit Demand Response” Work stream on aggregator implementation models-

USEF: Hans De Heer, Marten Van der Laan.

[15] “Regulatory barriers (and enablers) to Demand Response development” - Energy Pool

[16] Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal market in electricity – art. 17.

[17] Position paper n° 1 – the clean energy for all European package / observations by the French regulator – CRE

[18] “Evolution of ancillary services needs to balance the Belgian control area towards 2018” – May 2013; – Elia TSO;

[19] AEEGSI Delibera 300/2017/R/eel, “Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica e alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo. Istituzione di progetti pilota in vista della costituzione del testo integrato dispacciamento elettrico (TIDE) coerente con il balancing code europeo”, <https://www.autorita.energia.it/it/docs/17/300-17.htm>

[20] AEEGSI Delibera 87/2016/R/eel, “Specifiche funzionali abilitanti i misuratori intelligenti in bassa tensione e performance dei relativi sistemi di smart metering di seconda generazione (2G) nel settore elettrico, ai sensi del Decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102”, <https://www.autorita.energia.it/it/docs/16/087-16.htm>

[21] Terna, “Progetto pilota sulla partecipazione della generazione distribuita al MSD ai sensi della delibera 300/2017/R/eel dell’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico”, <https://www.terna.it/Default.aspx?TabId=1095&docId=98605&docType=TCAT-NO&popUp=true>

[22] AEEGSI, Delibera 372/2017/R/eel, “Approvazione del regolamento, predisposto da Terna S.p.a. ai sensi della deliberazione 300/2017/R/eel, relativo al progetto pilota per la partecipazione della domanda al mercato per il servizio di dispacciamento (MSD). Modifiche alla deliberazione dell’Autorità 300/2017/R/ee”, <https://www.autorita.energia.it/it/docs/17/372-17.htm>

[23] Terna, “Procedura approvvigionamento a termine risorse di dispacciamento per UVAC per il periodo 26 giugno 2017 - 30 settembre 2017 - Capacità disponibile”, <https://www.terna.it/Default.aspx?TabId=1095&docId=93488&docType=TCAT-NO&popUp=true>

[24] Terna, “Modalità di Determinazione dei Programmi Vincolanti”, Allegato A25, http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:_bk-d5krGMwEJ:download.terna.it/terna/0000/0105/42.pdf+&cd=1&hl=it&ct=clnk&gl=it

[25] Terna, “Sistema Comandi: Formato Messaggi”, Allegato A34, <http://download.terna.it/terna/0000/0838/86.PDF>

[26] Terna, “Progetto pilota ai sensi della delibera 300/2017/R/eel dell’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico”, <http://download.terna.it/terna/0000/0924/80.PDF>

[27] Terna, News Operatori, <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/cos%C3%A8ilsistemaelettrico/newsoperatori.aspx>

[28] Terna, “Dati Tecnici delle Unità di Produzione Rilevanti Valevoli ai Fini del Mercato Elettrico”, Allegato A60, <http://download.terna.it/terna/0000/0108/62.pdf>

[29] AEEGSI, Delibera 583/2015/R/com, “Tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas: criteri per la determinazione e l’aggiornamento”, <https://www.autorita.energia.it/it/docs/15/583-15.htm>



cap. 7

**ARCHITETTURA E TECNOLOGIE
DI COMUNICAZIONE**

a cura di RSE

7.1 Introduzione

Sulla base dei modelli di business elaborati nelle precedenti sezioni dello studio, il presente capitolo identifica i processi, i requisiti funzionali/tecnici/economici, le architetture, gli standard ICT e le soluzioni di cyber security associabili alla fornitura dei servizi di dispacciamento, al fine di ipotizzare una soluzione architeturale implementativa.

Pur assumendo i recenti progetti pilota associati al MSD come principale riferimento per l'identificazione delle soluzioni tecnologiche, l'analisi prende in considerazione anche lo scenario a livello europeo ed internazionale in tale contesto.

7.2 Analisi dei modelli di business e dei processi associati alla fornitura dei servizi MSD

Al fine di definire gli scambi informativi descritti nei casi d'uso risulta dapprima necessario identificare sia i modelli di business, che i processi ad essi associati.

7.2.1 Modelli di business

La presente sezione considera alcuni modelli di business applicabili alla figura dell'aggregatore nel ruolo di "Balance Service Provider" (BSP).

Le principali funzioni svolte da tale attore riguardano la partecipazione al mercato MSD, l'interfacciamento verso il TSO ed il coordinamento ad alto livello del dispacciamento degli aggregati energetici ad esso afferenti. Per realizzare quest'ultima funzione l'aggregatore può interfacciarsi direttamente con gli impianti o con ulteriori strutture gerarchiche di aggregazione operanti secondo diversi modelli di business.

Oltre al modello che prevede il controllo di aggregati sulla base di contratti predefiniti, è infatti possibile ipotizzare una più dinamica interazione aggregatore-DER basata su offerte commerciali. In tal caso, a fronte di un potenziale minor costo, risulta necessario considerare diversi requisiti tra cui, i vincoli temporali, l'affidabilità di partecipazione dei DER, il rapporto ottimale tra la quantità complessiva dei DER potenzialmente disponibili ed i DER che effettivamente partecipano al servizio.

7.2.2 Definizione dei principali processi associati alla fornitura dei servizi di dispacciamento

Al fine di individuare i casi d'uso necessari per definire i requisiti funzionali, si sono dapprima identificati i seguenti processi associati alla fornitura dei servizi di dispacciamento:

- Abilitazione a MSD
- Market & Operational Planning
- Operation

7.2.2.1 Abilitazione UVAx al MSD

Per ottenere la qualifica di BSP e gestire l'aggregato delle UC/UP sottostanti all'UVAx¹, è necessario registrarsi preventivamente al portale di TERNA². In ogni caso, indipendentemente dal modello di business, le imprese distributrici devono essere adeguatamente informate, nell'ambito del processo di abilitazione, relativamente ai punti di immissione e prelievo dei quali è prevista la movimentazione e i distributori devono poter segnalare al TSO e agli utenti del dispacciamento interessati, l'eventuale presenza di criticità sulle proprie reti, di cui tener conto nella definizione delle risorse abilitate alla presentazione di offerte su MSD.

Tale attività non viene qui descritta nel dettaglio in quanto la modalità di inserimento delle informazioni attraverso un'interfaccia utente non pone problemi di interoperabilità associata all'interazione tra sistemi.

¹ L'acronimo UVAC significa "Unità Virtuali Abilitate di Consumo" mentre UVAP rappresenta "Unità di Produzione Virtuali Abilitate". Il termine generico UVAx rappresenta sia UVAC che UVAP.

² <https://myterna.terna.it/>

³ detto anche SCWeb o RUP dinamico

7.2.2.2 Market & Operational Planning

Tale fase è associata alla partecipazione al Mercato dei Servizi di Dispacciamento ed alla predisposizione delle risorse energetiche per la fornitura ottimizzata dei relativi servizi.

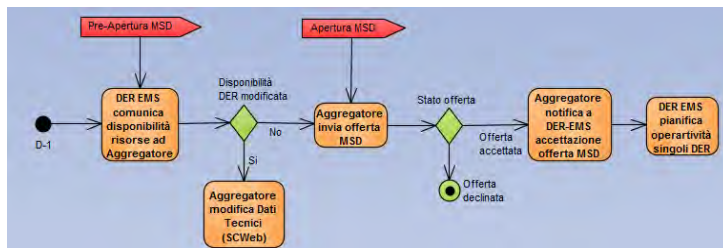
A tal fine l'aggregatore deve preliminarmente conoscere, ad esempio il giorno prima, le eventuali variazioni di disponibilità delle risorse DER al fine di comunicare la variazione dei dati tecnici mediante l'applicativo TERNA "Sistema Comandi Web"³. Sulla base di tale disponibilità energetica, l'aggregatore potrà quindi proporre la relativa offerta su MSD.

Le offerte di vendita si riferiscono alla disponibilità dell'aggregatore di aumentare la produzione ("offerte a salire") a fronte di una remunerazione da parte di TERNA, mentre le offerte di acquisto corrispondono alla diminuzione della produzione ("offerte a scendere") a fronte di un pagamento di un corrispettivo economico a TERNA. Le offerte di acquisto e vendita di energia verranno valutate da TERNA in qualità di controparte centrale del mercato. L'eventuale accettazione dell'offerta da parte di TERNA sarà quindi comunicata dal GME agli offerenti.

Una volta ricevuta l'eventuale accettazione dell'offerta da MSD, l'aggregatore dovrà notificarla al gestore delle risorse DER (EMS) al fine di consentire la preventiva ottimizzazione dei processi per la fornitura dei servizi di dispacciamento.

Un esempio in tal senso potrebbe essere rappresentato dal processo di ricarica delle batterie nel periodo antecedente la finestra temporale prevista per la ricezione dell'ordine di dispacciamento, o dal coinvolgimento preventivo di un notevole numero di utenti dotati di potenze limitate con meccanismi basati su offerte commerciali (es. utenti del dominio home con interfaccia OpenADR).

Figura 1
Processo preliminare al tempo reale (es. MSD-1), associato a Market & Operational Planning



7.2.2.3 Operation

La fase di Operation prevede la gestione in tempo reale delle risorse energetiche effettuata da parte di un Energy Management System (DER-EMS), che deve farsi anche carico di gestire possibili eventi programmati (es. manutenzione) o meno (es. fuori servizio), dotandosi di adeguate risorse di riserva.

Figura 2
Processo associato alla gestione in tempo reale (operation)

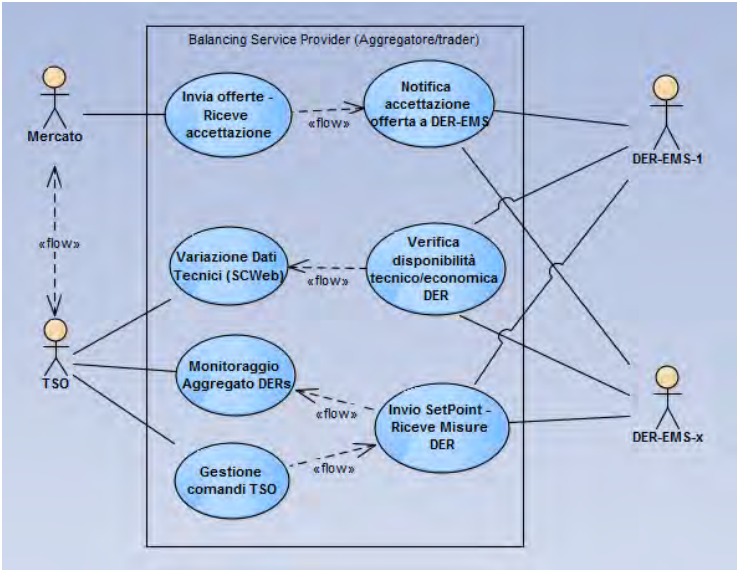


7.3 Definizione dei requisiti funzionali (casi d'uso) associati ai processi individuati

7.3.1 Caso d'uso associato a "Market & Operational Planning"

Il seguente caso d'uso consente di identificare gli scambi informativi e le conseguenti interfacce tra i ruoli TSO, Mercato, Aggregatore (BSP) e DER-EMS, nella fase "Market & Operational Planning".

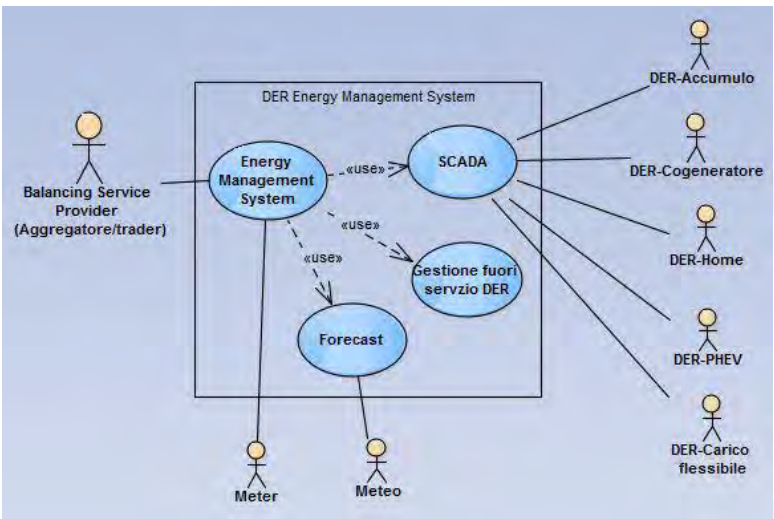
Figura 3
Caso d'uso associato a "Market & Operational Planning"



7.3.2 Caso d'uso associato al processo "Operation"

Il seguente caso d'uso consente di identificare lo scambio informativo tra i ruoli Aggregatore (BSP), DER-EMS e risorse energetiche comprensive di sistemi di metering, nella fase di Operation.

Figura 4
Caso d'uso associato a "Market & Operational Planning"



7.4 Definizione dei requisiti non funzionali

Accanto ai requisiti funzionali individuati dai casi d'uso associati a MSD sopra riportati, occorre considerare gli ulteriori requisiti non funzionali, sinteticamente classificabili in requisiti regolatori, tecnici ed economici, di seguito riportati.

7.4.1 Soluzioni di interfaccia ICT standard

L'adozione di soluzioni di interfaccia standardizzate può contribuire al contenimento dei costi di sviluppo dei dispositivi e nel contempo favorire l'implementazione di un mercato aperto, evitando situazioni di lock-in.

7.4.2 Compatibilità delle interfacce rispetto ad altri attori

⁴ Es. Quanto sarà previsto da IEC 61850-7-420 in relazione ai Network Codes europei e da interfaccia CCI prevista dalla norma CEI 0-16

E' presumibile che in prospettiva possa essere necessaria la compatibilità di alcune interfacce ICT rispetto a diversi attori, ivi incluso anche il DSO, ad esempio per far fronte ai requisiti dettati dai Network Codes europei o dalla necessità di rendere compatibile l'interfaccia DER-EMS anche verso il DSO⁴.

7.4.3 Requisiti tecnici

Al fine di realizzare le funzioni identificate dai casi d'uso è altresì fondamentale valutare gli aspetti di sicurezza (aspetto affrontato in una sezione successiva del capitolo), latenza (es. alcuni secondi per l'invio delle misure al TSO) e banda (es. necessità associata all'interlocuzione con molti sistemi nel caso di utilizzo di OpenADR).

7.4.4 Flessibilità/scalabilità della soluzione tecnologica

La situazione normativa ICT in evoluzione, suggerisce di adottare soluzioni tecnologiche di interfaccia basata su soluzioni flessibili e scalabili, facendo leva ad esempio su soluzioni cloud.

7.4.5 Impatto su impianti DER

Al fine di contenere gli impatti derivanti dall'installazione di nuovi dispositivi e modifiche dei sistemi di comunicazione relativi agli impianti DER esistenti, è opportuno adottare soluzioni tecnologiche minimali compatibili con la complessità dell'impianto, per i dispositivi di controllo e di rete da installare in campo.

7.4.6 Compatibilità economica con modello di business

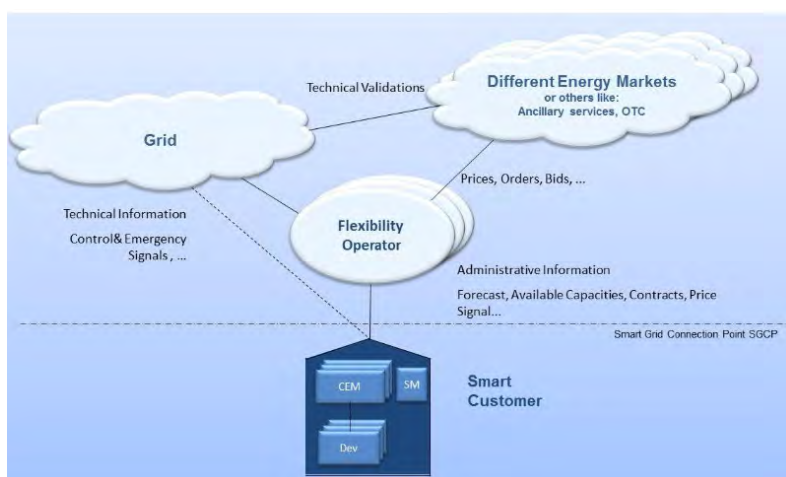
I costi di investimento, in particolare per i dispositivi in campo (EMS, meter), devono risultare compatibili rispetto al ricavo atteso dalla partecipazione a MSD.

7.5 Analisi delle soluzioni architetturali applicabili ai casi d'uso

L'architettura ad alto livello per la gestione della flessibilità [1] definita dallo "Smart Grid Coordination Group" a livello europeo è riportata nella seguente figura.

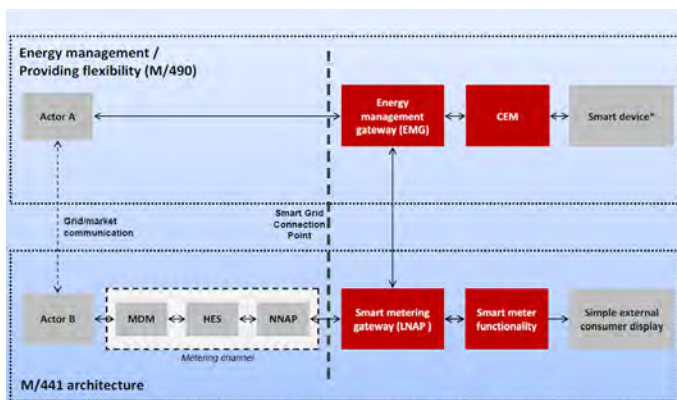
Figura 5

Architettura ad alto livello per la gestione della flessibilità definita dallo "Smart Grid Coordination Group"



Tale architettura prevede che il “Flexibility Operator” (es. Aggregatore) si interfacci con il mercato, i “Grid Operators” e gli “Smart Customers”. La declinazione tecnica di tale architettura, riportata nella figura seguente, è stata confermata nel più recente documento “Interoperability of the H1/H2 interfaces of the Flexible Demand Architecture applied in the large scale roll out of smart metering systems in EU Member States” [2] elaborato dallo “European Smart Grids Task Force - Expert Group 1 – Standards and interoperability”.

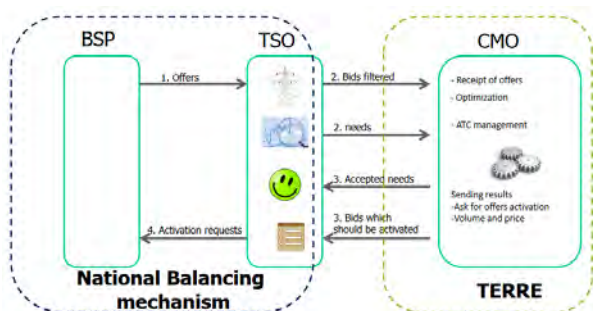
Figura 6
Architettura tecnica per la gestione della flessibilità



Tale architettura definisce l'interfaccia “Smart Grid Connection Point” tra la rete e lo Smart Customer, che si articola nei canali che collegano il Customer al “Flexibility Operator” (Actor A) e al sistema di gestione dello Smart Metering (Actor B).

Un'ulteriore visione architetture ad alto livello, è quella associata al progetto pilota europeo “TERRE”, il cui scopo è quello di sperimentare un modello di mercato per il servizio di bilanciamento di “Frequency Restoration Reserve” (FRR) [3] a livello europeo.

Figura 7
Architettura associata al progetto pilota europeo “TERRE”



Tale progetto, che è in linea con il Network codes europeo “Balancing Guideline” [4], fornisce un'indicazione sulla prospettiva di adozione di standard ICT comuni a livello europeo.

7.6 Analisi degli standard ICT

Al fine di identificare le soluzioni tecnologiche applicabili ai casi d'uso e alle architetture sopra definite, si riporta di seguito un'analisi degli standard associabili al contesto in oggetto.

L'analisi considera sia lo scenario nazionale che quello europeo, in particolare in relazione all'implementazione dei Network Codes (NC) di recente approvati a livello legislativo.

Per quanto riguarda gli standard ICT infatti, sia la prospettiva di implementazione di un mercato, di regole di connessione ed operatività della rete a livello europeo, che l'opportunità di far leva su economie di scala nella realizzazione dei dispositivi di interfaccia, suggerisce di considerare soluzioni basate su standard ICT concordate possibilmente a livello europeo.

I requisiti funzionali associati ai Network Codes "RfG" [5], "DCC" e "System Operation" possono in particolare avere un notevole impatto sulla definizione delle interfacce ICT.

La mappatura dei requisiti posti da tali NC in relazione all'interfaccia DER è attualmente oggetto di un'attività di standardizzazione nel contesto dello standard IEC 61850 che sfocerà nell'aggiornamento della parte 90-7, che confluirà in seguito nella parte -7-420 di tale standard.

7.6.1 Norme a livello europeo ed internazionale

7.6.1.1 Mercato elettrico

Lo standard internazionale IEC 62325 prevede una specifica sezione (ESMP⁵) per la definizione degli scambi informativi associati all'implementazione dell'"Internal Energy Market" europeo (IEM). Tale standard, oltre a rappresentare la base per la creazione di un mercato europeo del settore energetico, consente di correlare le dinamiche del mercato con la gestione tecnica del sistema, in quanto è armonizzato con il modello di rete CGMES [6] anch'esso basato sul modello dati CIM⁶.

Il Technical Committee 57 di IEC, in accordo con il Working Group EDI (Electronic Data Interchange) di ENTSO-E [7], ha in carico la definizione dello standard IEC 62325 a livello europeo.

Il modello dati di tale standard è specificato nel documento IEC 62325-301, come estensione del modello CIM originario, specificato in IEC 61970-301 e IEC 61968-11.

Nel contesto dei servizi per la gestione della riserva, ENTSO-E ha organizzato nel 2015 uno specifico Interoperability Test [8] associato agli scambi informativi basati su IEC 62325 relativi a tale contesto di business (ENTSO-E reserve resource process "ERRP").

⁵ European Style Market Profile

⁶ Common Information Model di IEC

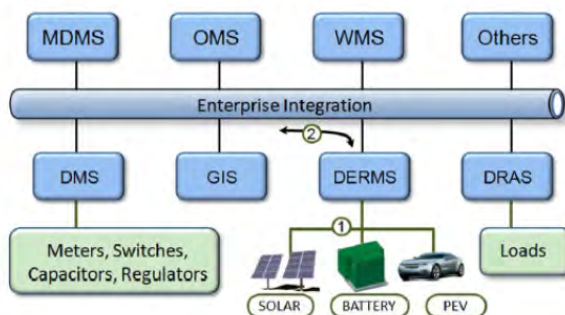
7.6.1.2 Gestione DER a livello EMS

La gestione dei DER a livello “Energy Management System” (EMS) è in fase di definizione nello standard IEC 61968-5 (CIM - Interfaces for distributed energy resource management systems).

Come evidenziato in Figura 8, tale standard ha lo scopo di definire gli scambi informativi associati all’aggregazione di DER tra i diversi moduli che compongono un EMS basato su CIM. Tra i criteri di aggregazione risulta necessario considerare sia la capacità di di regolazione (P,V,...), che il tipo di fonte (es. solare, eolico, ...).

Figura 8

Gestione dei DER a livello “Energy Management System” (EMS) standard IEC 61968-5



7.6.1.3 Controllo/monitoraggio dispositivi in campo

7.6.1.3.1 IEC 61850

Al fine di recepire gli aspetti regolatori nella gestione operativa dei DER, è attualmente in fase di revisione la parte -90-7 dello standard IEC 61850 (Draft “DER Functions and Modes Mandated by Regulations”) che confluirà nella parte -7-420.

A livello europeo tale attività si pone l’obiettivo di definire una modalità di controllo e monitoraggio delle risorse energetiche distribuite conforme ai requisiti funzionali stabiliti dai Network Codes, in particolare “RfG”, “DCC” e System Operation” [5].

Quanto emergerà da tale attività normativa potrebbe influenzare analoghe norme definite a livello nazionale (es. CEI 0-16).

7.6.1.3.2 IEC 60870-5-104

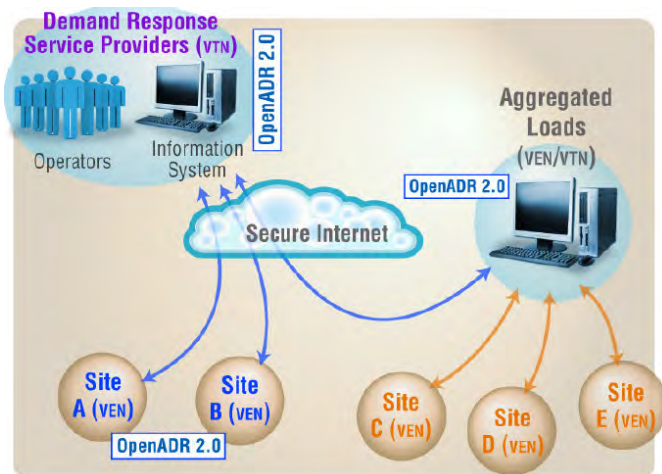
Lo standard 104 per il telecontrollo è utilizzato dai TSO per il controllo/monitoraggio remoto delle stazioni e degli impianti di generazione. Per il rilievo delle misure dell’impianto/aggregatore da parte del TSO, i progetti pilota MSD prevedono l’uso di uno specifico profilo di tale standard che fa riferimento all’allegato A.42 [9] del codice di rete, descritto nella successiva sezione relativa alle norme nazionali.

7.6.1.3.3 Gestione commerciale Demand Response

La gestione della domanda basata su un approccio commerciale è gestibile mediante lo standard IEC 62746-10-1⁷, corrispondente alla specifica OpenADR 2.0 (Figura 9). La partecipazione volontaria delle risorse energetiche alla fornitura di servizi di rete è basata su un approccio commerciale che prevede il loro coinvolgimento sulla base di offerte economiche inviate da un “Demand Response Service Provider” che può assumere il ruolo di aggregatore di livello gerarchico inferiore al BSP.

Tale standard è attualmente oggetto di confronto tra il comitato proponente PC 118 di IEC ed il CENELEC che è viceversa più orientato a soluzioni basate sui principali standard IEC (IEC 61850, CIM).

Figura 9
Architettura OpenADR



7.6.1.4 Scambi informativi per la gestione operativa della rete

Oltre alle informazioni associate alla gestione operativa dei DER di cui è prevista la mappatura su IEC 61850-90-7 (in prospettiva -7-420) sopra citata, le “System Operation Guideline” [10] dei Network Codes europei specifica gli scambi informativi previsti tra diversi attori, tra cui TSO, DSO e generazione connessa al sistema di distribuzione. Lo scambio di dati strutturali potrebbe basarsi sullo standard CIM che, attraverso il suo profilo CGMES, è già attualmente utilizzato per lo scambio della topologia di rete tra i TSO europei [11].

7.6.1.5 Standard europeo per la rappresentazione dei dati di consumo energetico

La recente proposta a livello IEC/CENELEC TC 57 denominata “My Energy Data” (MED) ha lo scopo di definire le modalità per accedere alle informazioni relative al proprio consumo/produzione energetica da parte dei clienti retail e di concedere l’accesso a tali informazioni ad attori terzi al fine di offrire servizi a valore aggiunto ai clienti stessi. Il dominio applicativo previsto per tale attività è attualmente limitato ai clienti connessi alla rete di distribuzione. Tale proposta, che è basata sul modello dati CIM, potrebbe agevolare il rilievo delle informazioni di metering in vari processi di business associati a MSD (es. verifica misure / fatturazione) ed avere possibili correlazioni con il “Sistema Informativo Integrato” gestito da “Acquirente Unico”.

7.6.1.6 Modello dati SAREF

Il modello dati “Smart Appliances REference” [12] [13], seppur appare più orientato alla gestione delle risorse smart all’interno del dominio home che all’interfaccia verso il sistema elettrico, potrebbe comunque agevolare la gestione della flessibilità all’interno del dominio customer.

7.6.2 Norme a livello nazionale (CEI)

7.6.2.1 CEI 0-16 - Controllore centrale di impianto

La connessione di utenze passive e attive alle reti pubbliche di distribuzione è disciplinata dalle norme redatte dal comitato tecnico CEI CT 316. In funzione di livello di tensione (BT, MT), di tipo di cliente (passivo o attivo) e della tecnologia degli eventuali generatori presenti nell’utenza, sono specificati i diversi requisiti che occorre soddisfare per poter ottenere la connessione. In particolare, per le utenze attive sono riportati i requisiti relativi ai “servizi di rete”, per consentire l’esercizio in condizioni adeguate della rete di distribuzione e della rete di trasmissione nazionale. Si ricorda come, dalle definizioni elaborate in CEI, si ha “utenza attiva” in presenza di un sistema di conversione dell’energia, in grado di alterare il profilo di scambio con la rete: la qualifica di “attivo” non è pertanto legata alla immissione di potenza in rete. I sistemi di accumulo sono, da questo punto di vista, equiparati ai generatori e, pertanto, le utenze che ne contengono devono rispondere ai requisiti stabiliti per le utenze attive. Nella norma CEI 0-16, relativa alla connessione di utenti MT, è previsto l’allegato O “controllore centrale di impianto” (CCI), la cui redazione è stata avviata nel 2013 nell’ambito del CT 316 con lo scopo di dettagliare quelle prescrizioni per le quali, nel corpo principale della norma CEI 0-16, è ammessa la realizzazione di un sistema di controllo non solo a livello di singola macchina ma anche a livello di impianto complessivo. L’allegato T “scambio informativo con standard IEC 61850” è stato sviluppato in parallelo al precedente documento, avendo lo scopo di specificare le modalità di scambio dati realizzate dal controllore. Il gruppo di lavoro incaricato della stesura dell’allegato O ha, innanzi tutto, identificato le funzioni non ricadenti nello scopo del controllore quali le funzioni di protezione e la partecipazione al distacco della generazione secondo il codice di rete (RIGEDI, allegato M della norma CEI 0-16). Successivamente, sono state elaborate le funzionalità che possono essere re-

alizzate a livello di impianto, per esempio la regolazione di tensione, basata sulle grandezze al punto di consegna.

La specifica del Controllore ha riguardato in particolare tutto quanto concerne l'interfaccia fra il produttore e la rete esterna del DSO mentre, in linea con lo spirito di tutta la norma CEI 0-16, non sono imposte specifiche verso l'impianto del produttore (se non per la parte che può interferire verso il DSO). Lo scopo primario del CCI è infatti quello di riportare tutto l'impianto costituito da tante unità di generazione e accumulo a un "generatore equivalente" visto dal Punto di Consegna (PdC) e avere verso il DSO un solo punto di connessione per lo scambio di informazioni (anziché uno per ogni unità di generazione).

All'interno del Controllore sono state prescritte le logiche di regolazione della tensione così come previste dalla norma CEI 0-16, spostandole dalle unità singole al controllore; queste funzioni si attuano a seguito di ricezione di un comando di set-point di P o di Q ricevuto dal DSO oppure con una richiesta, sempre dal DSO, di lavorare in regolazione di cosfi=cosfi (P) o in regolazione di reattivo Q=Q(V). Le funzioni cosfi=cosfi(P) e la funzione Q=Q(V) sono realizzate all'interno del controllore e, una volta attivate, individuano dei set-point 'interni' che, come per i set-point esterni di P o di Q, sono distribuiti alle unità dell'impianto sottese al Controllore. Le modalità con cui il Controllore trasferisce il comando di set-point verso le macchine sono lasciate alla libertà del progettista (purché il tutto avvenga con le tempistiche specificate nell'allegato O).

In quest'ottica, il progettista è libero di realizzare il Controllore nella maniera più rispondente alle esigenze del produttore. Un sistema di comunicazione con prestazioni elevate consente al CCI di acquisire dalle unità controllate molte più informazioni di quelle minime richieste dalla norma CEI 0-16 (ampliate con le richieste di Terna per osservabilità) e, quindi, di sviluppare logiche appropriate per inviare, per esempio, il segnale di set point alle sole macchine in funzione o sulla base dei margini di esercizio del singolo generatore. La responsabilità di sviluppare un sistema più o meno sofisticato viene lasciata alla libera decisione del produttore / progettista; anche la rete di comunicazione interna all'impianto, che connette il CCI con le unità di generazione, è specificata con il termine "adeguata alle prestazioni" lasciando, nuovamente, la scelta al produttore della soluzione specifica: modbus, Ethernet o altro. Il CCI non è, quindi, un dispositivo universale qualunque sia l'impianto, ma un dispositivo in cui solo la parte di interfaccia verso l'esterno è resa "universale", con questo soddisfacendo alla richiesta dell'Autorità di interoperabilità e di non limiti alla concorrenza.

A settembre 2015, a seguito dell'avvio della discussione relativa agli 'Smart distribution systems' (documento di consultazione DCO 255/15 di ARE-RA), Terna ha presentato il requisito di osservabilità ai 20 secondi della rete MT, riferito alle cabine primarie. A novembre dello stesso anno, Terna ha inoltrato al Comitato Tecnico 316 la richiesta di discutere lo "scambio dati in tempo reale per il telecontrollo, la sicurezza ed eventuali futuri servizi di sistema e futuro accesso al mercato del dispacciamento". In CT 316 è stata pertanto avviata la modifica della bozza di allegato O fino a quel punto elaborata, con il compito di aggiungere le funzioni di:

- Osservabilità
- Servizi tipo mercato dispacciamento
- Teledistacco e piani di difesa.

Funzione	Grandezze al punto di connessione	Aggregazione	Periodicità invio
Misure per la stima dei flussi di potenza della rete MT	P, Q, V	10 minuti	10 minuti
	P, Q suddivise e aggregate per fonte	10 minuti	10 minuti
Misure per l'osservabilità della rete MT	P, Q, V	3 secondi	20 secondi
Misure per la partecipazione a MSD (opzionali)	P	3 secondi	3 secondi

Poiché alcune funzioni agiscono sulla medesima grandezza fisica, è stata prevista una priorità di esecuzione (in ordine decrescente):

Intervento del limite di potenza attiva per $U \approx 110\%UN$

- Limitazione potenza attiva su comando esterno
- Set-Point potenza attiva su comando esterno
- Erogazione potenza reattiva su comando esterno (Set-point Q)
- Set-point Fattore di potenza (Set-point $\cos\phi$)
- Regolazione $Q=f(V)$
- Regolazione $\cos\phi=f(P)$.

Qualora l'azione contemporanea di funzioni di regolazione tra loro compatibili porti a raggiungere i limiti tecnici dell'impianto, il CCI attuerà prima la funzione di priorità esecutiva maggiore e solo successivamente, nei limiti di capability residui, la funzione di priorità minore. La funzione di regolazione di frequenza in presenza di transitori di sovra o sottofrequenza originatisi sulla rete rimane implementata a livello di singola macchina ed è prioritaria rispetto a qualsiasi altra funzione di regolazione, autonoma o asservita.

Occorre infine evidenziare che in CEI 0-16 si prevede una capability statica, ossia i punti del piano $\{P,Q\}$ che l'impianto può raggiungere, che è definita nel regolamento di esercizio stipulato con il DSO all'atto della connessione. Qualora l'impianto voglia partecipare a MSD, il CCI dovrà essere in grado di fornire le prestazioni effettive degli elementi (gruppi di generazione raggruppati per fonte primaria, sistemi di accumulo) per tenere conto di fuori servizio per manutenzione; è al momento escluso che il CCI debba calcolare la capability dinamica in funzione della disponibilità della fonte primaria (irraggiamento solare ecc.).

Il CCI dovrebbe disporre di default di un'unica porta fisica destinata ai servizi di comunicazione fra il CCI e gli operatori esterni che lo possono controllare da remoto: DSO, aggregatore e produttore stesso. La comunicazione con il Produttore in accesso locale per i servizi di configurazione, manutenzione e assistenza tecnica dell'impianto può essere realizzata anche attraverso una seconda porta fisica dedicata (porta consolle). Tra il CCI e la rete di comunicazione esterna è stato previsto un apparato di networking dedicato, definito "router d'impianto", il cui compito è quello di segregare il traffico dei diversi protocolli utilizzati sia in ingresso sia in uscita e di instradarlo

opportunamente. Il dispositivo, di tipo commerciale, deve essere dotato di funzionalità di NAT, VLAN, *firewalling* e VPN con cifratura del canale; in caso di utilizzo di servizi di connettività su rete pubblica si deve prevedere la configurazione di una VPN sicura, ed escludere l'utilizzo del servizio di connettività per scopi diversi da quelli richiesti dalle comunicazioni per il controllo e la conduzione dell'impianto.

Lo standard IEC 61850 è imposto anche per l'interazione CCI-aggregatore: sarebbero possibili altri standard (es. OpenADR) ma con questo requisito i costruttori di CCI sono facilitati poiché si unifica la modalità di scambio dati con l'esterno. In caso di perdita della comunicazione con l'aggregatore, il CCI deve automaticamente passare a una modalità di funzionamento pre-configurata, non prima di un tempo predefinito sufficiente ad assicurarsi che la perdita della comunicazione sia definitiva. Nel momento in cui la comunicazione viene ripristinata, il CCI deve tornare nella disponibilità dall'aggregatore.

Al momento non è previsto un canale diretto in real time tra aggregatore e DSO. Per quanto concerne il quadro delineato dalla delibera 300/17, basato sul modello del dispacciamento centralizzato esteso, il DSO sembra avere il solo ruolo ex ante di verifica dei vincoli di esercizio sulla propria rete. In prospettiva, comunque, potranno essere richieste ai generatori le funzionalità previste dalle regole di connessione degli impianti MT, secondo le quali il distributore può attivare le diverse regolazioni di tensione locali (es. funzione REGV-2 prevista dalla promozione selettiva degli investimenti, delibera ARERA 646/2015/R7eel) e persino inviare segnali di modulazione di potenza reattiva e potenza attiva. Si segnala, inoltre, come l'aggregazione nodale (UVAN della delibera 300/17) possa richiedere una maggiore partecipazione del DSO ai fini della stima della flessibilità effettiva riportata in cabina primaria.

Infine, si evidenzia come, a seguito della pubblicazione del regolamento UVAP definitivo, gli impianti sopra i 1 MW possano partecipare direttamente a MSD e quindi interagire direttamente con il sistema di telecontrollo di Terna in alternativa al canale con l'aggregatore. Questo implica da un lato l'assenza dell'aggregatore e dall'altro la necessità di adottare il protocollo 104, descritto in dettaglio nella sezione successiva, congiuntamente al soddisfacimento di diversi requisiti circa latenze e disponibilità del canale di comunicazione. L'allegato A.13 del codice di rete, che prescrive i requisiti tecnici della connessione con il sistema di telecontrollo di Terna, è stato messo in consultazione a fine 2017; se quanto proposto verrà accettato, rispetto alla versione precedente vi è, per esempio, maggiore flessibilità per quanto riguarda la modalità di realizzare la ridondanza del canale di comunicazione.

7.6.2.2 Profilo IEC 60870-5-104 previsto da TERNA

L'interfaccia per l'invio delle misure dall'aggregatore (o dall'impianto) verso il TSO nel contesto dei progetti pilota MSD, prevede l'utilizzo di uno specifico profilo IEC 60870-5-104 (Allegato A.42 del codice di rete TERNA [9]), i cui aspetti salienti sono di seguito riportati.

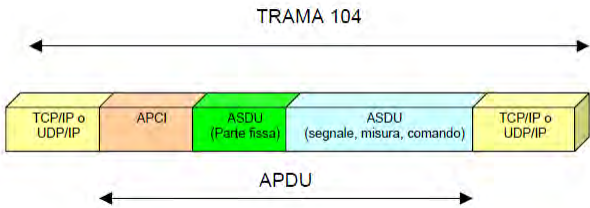
La pila protocollare prevista dallo standard 104 è riportata nella figura seguente:

Figura 11
Pila protocollare prevista dallo standard IEC60870-5-104

Selezione delle funzioni applicative in accordo a IEC 870-5-5 e IEC 870-5-101	Inizializzazione	User process
Selezione ASDU da IEC 870-5-101 e IEC 870-5-104		Application (layer 7)
Application Protocol Control Information (APCI)		
Transmission Control Protocol (TCP) RFC 793	User Datagram Protocol (UDP) RFC 768	Transport (layer 4)
Internet Protocol (IP) RFC 791	IGMP RFC 1112	Network (layer 3)
- livelli sottostanti: 2 (data link) ed 1 (physical) -		

Il pacchetto dati corrispondente ha la seguente struttura

Figura 12
Struttura del pacchetto dati 104



L'elemento che caratterizza maggiormente il profilo 104 previsto da TERNA è rappresentato dalla "Application Service Data Unit" (ASDU), che contiene i valori di misura. Nella tabella seguente è riportata la struttura dell'ASDU prevista dalla normativa e, nella parte destra, quanto previsto specificatamente dal profilo TERNA.

Struttura "ASDU" (Application Service Data Unit)		Significato	Impostazioni profilo TERNA		Esempio riportato in A.42
			Significato	Valore	
Data Unit Identifier	Type ID (1 byte)	Tipologia di informazione	Misura	0x09	0x09
	Variable Structure Identifier (1 byte)	1° bit = 1 -> Più elementi in un "Information Object" 1° bit = 0 -> Sequenza di "Information Objects" altri 7 bit, usati se 1° bit = 1 (Numero di "Inf Obj")	Un singolo Information Object contenente 1 elemento	0x81	0x01
	Cause of Transmission (1 byte) + Originator Address (1 byte)	Causa invio + Test + Positive/Negative (1 byte) Originator address (1 byte) (Opzionale)	1 = periodica, 20 = Interrogazione, Originator Addr = 0	1/20, 0x00	0x01, 0x00
	Common Address of ASDU (2 bytes)	Codice identificativo dell'origine del messaggio	Codice impianto (1 byte), Codice Regione (1 byte)		0x..., 0x...
Information Object 1	Information Object Address (da 1 a 3 byte)	Codice identificativo univoco dell'informazione espressa in "Information Element" (2 bytes)	"Misura complessiva carico di stabilimento"	0x08, 0x00	0x08, 0x00
	Information Element Value (2 bytes)	Valore dell'informazione	Misura (M_ME_NA_1)	0x02	0x02
	Information Element QDS, Quality Descriptor (1 byte)	Qualità dell'informazione	Valore di misura relativo rispetto al fondo scala, riscaloato tra 0 e 32767	compreso tra 0 e 32767	0x..., 0x...
			Codice di qualità	"IV" o "OV"	

In termini di protocollo 104, il ruolo TSO agisce come Client - master controller station, mentre l'aggregatore/impianto agisce come server - slave controlled station.

7.6.2.3 Gestione del Mercato (GME)

Il mercato per il servizio di dispacciamento prevede una fase di presentazione delle offerte da parte dell'aggregatore/impianto sulla piattaforma GME e la conseguente selezione delle offerte da parte di TERNA.

Al termine di ciascuna sottofase di programmazione (MSD ex-ante), le quantità accettate e riservate sono comunicate al GME che le rende disponibili ai proponenti l'offerta.

La modalità di presentazione delle offerte sul mercato da parte degli operatori MSD prevede il caricamento di un file conforme allo schema XML "BidSubmittal MSD-MB" riportato nel documento "XML implementation guide for market participant" [14].

Al termine della sessione di mercato il GME comunica l'esito dell'offerta all'operatore mettendo a disposizione nella sezione "download" del sistema informatico del MGP/MI/MSD un file chiamato "Bid Notification" il cui schema XML è sempre riportato nel documento sopra citato.

7.6.3 Prospettive di future soluzioni ICT applicabili alle Smart Grid

A fronte degli standard ICT attualmente utilizzati, si ritiene utile fornire una prospettiva relativa alle future soluzioni ICT per le Smart Grid.

È presumibile che il futuro paradigma "Internet of Things" (IoT) influenzi anche il dominio energetico.

L'implementazione di IoT richiederà un nuovo approccio per l'architettura di comunicazione che, grazie alla tecnologia 5G [15], si focalizzerà sui bordi dell'infrastruttura, abilitando nuove funzionalità come Fog Computing (FC), Software Defined Networking (SDN), Network Functions Virtualization (NFV) e Mobile Edge Computing (MEC).

Le soluzioni tecnologiche associate al paradigma dell'IoT (MQTT, AMQP, CoAP, HTTP-REST) risultano focalizzate sulle architetture di trasporto delle informazioni a livello applicativo che consentono un'efficace realizzazione di scambi informativi tra sistemi basata su interfacce custom.

Tali soluzioni non prevedono attualmente una definizione standardizzata del payload in termini di semantica e di sintassi nel presente contesto applicativo. Per far fronte a tale limite, è stata di recente avviata l'iniziativa "Open Message Bus"™ [16] che offre un framework costituito da dispositivi intelligenti che interagiscono tra loro sui bordi della rete attraverso messaggistica peer to peer. OpenFMB™ è basato su un modello di informazioni unificato compatibile con i modelli di dati IEC 61850/61968/61970 e protocolli di comunicazione IoT (ad esempio, DDS, AMQP, MQTT) che potrebbero ben adattarsi alla tecnologia 5G. La chiara distinzione tra lo strato di informazione e comunicazione, in linea con l'approccio SGAM e IEC, apre la prospettiva di un'agevole applicazione di future tecnologie di comunicazione.

E' da sottolineare che al momento tale iniziativa USA è a livello embrionale e non è attualmente prevista la definizione di un relativo standard a livello internazionale.

Un'ulteriore tecnologia ICT che potrebbe rappresentare una novità in grado di promuovere “modelli di business, risulta la tecnologia” tecnologia blockchain che fornisce un modo per registrare qualsiasi transazione senza necessità di autorità garante centrale.

Blockchain è un database pubblico immutabile la cui affidabilità è garantita da una rete di nodi che comunicano peer to peer. L'informazione inserita in tale contesto non può essere né rimossa né modificata da alcun partecipante.

Tradizionalmente, gli scambi richiedono un intermediario (broker / clearing housing) per garantire sia gli acquirenti che i venditori. Con la tecnologia blockchain gli scambi di valore vengono invece abbinati e realizzati senza necessità di alcun soggetto terzo, in quanto la rete stessa agisce come soggetto validatore.

Nel presente contesto la tecnologia blockchain potrebbe facilitare un modello di business in cui l'abbinamento tra domanda di flessibilità e relativa offerta potrebbe essere realizzata anche in assenza di un intermediario commerciale, fermo restando il ruolo del gestore di rete competente per la validazione tecnica e per l'esecuzione dei comandi sugli impianti.

7.6.4 Conclusioni relative agli standard ICT

L'implementazione di un mercato MSD aperto risulta agevolata dall'individuazione di soluzioni di interfaccia ICT basate su standard concordati a livello nazionale, possibilmente europeo, in grado di evitare situazioni di lock-in.

Un elemento da considerare per la definizione delle interfacce ICT, in particolare quella associata ai DER, riguarda la loro compatibilità rispetto ai Network Codes [5] che sono stati in buona parte già approvati a livello legislativo europeo.

La situazione non ancora stabilizzata del quadro normativo relativo agli standard ICT suggerisce l'applicazione di soluzioni tecnologicamente flessibili, ad esempio basate su funzionalità realizzabili mediante risorse cloud.

7.7 Integrazione delle informazioni di metering

L'Italia è stata tra i primi paesi al mondo a sostituire i misuratori elettromeccanici con un'estesa infrastruttura avanzata di Automated Metering (AMI). Le caratteristiche che distinguono i contatori “smart” dal misuratore elettromeccanico tradizionale sono la possibilità di differenziare il prezzo dell'energia sulla base di fasce orarie di prelievo e la presenza, oltre al display locale, di un canale di comunicazione che permette la telelettura e la telegestione.

Lo sviluppo tecnologico costante, unito a una riduzione dei costi ha portato negli ultimi anni alla diffusione di sistemi di gestione dell'energia

(EMS). Il funzionamento di tali sistemi è tuttavia dipendente dalla disponibilità delle misure dell'energia e della potenza consumata (per i soli utenti consumer) e di quella prodotta (per utenti prosumer). Inoltre, a seconda della tipologia dei dispositivi presenti presso il cliente, la frequenza con cui tali misure possono essere rese disponibili all'EMS variano sensibilmente. Nello scenario futuro di maggiore complessità, in cui vi sia la presenza di un sistema di accumulo e/o di un veicolo elettrico predisposto per il V2G, oltre alla presenza di un impianto di generazione (tipicamente fotovoltaico), per le misure di energia e potenza consumata e prodotta potrà essere necessaria un'acquisizione di dati con elevata granularità e frequenza. Data la difficoltà nel reperire direttamente le misure dai contatori elettronici di prima generazione, anche a causa del loro posizionamento fisico, fino ad ora è stato necessario installare uno o più apparati di terze parti per reperire le misure di energia e potenza con le tempistiche richieste.

La Raccomandazione della Commissione Europea 2012/148/UE in tema di requisiti funzionali minimi ha stabilito che i contatori elettronici devono rendere disponibili al cliente direttamente i dati di misura con una frequenza tale da consentire una piena consapevolezza energetica e lo sviluppo di nuovi servizi.

I contatori elettronici di seconda generazione ("2G"), i cui requisiti sono stati definiti con delibera ARERA 87/2016/R/eel, consentiranno di supportare lo sviluppo di tali servizi; il contatore 2G è infatti dotato di due canali di comunicazione:

- Chain 1: tra meter e sistema centrale del DSO, per la telelettura e telegestione del contatore. Tramite questo canale vengono estratti tutti i dati registrati dal meter, che vengono successivamente elaborati e inviati giornalmente al SII (Sistema Informativo Integrato) e al venditore ai fini della fatturazione (dati validati in 24h). Tramite questo canale vengono inoltre attuate le modifiche contrattuali (ad esempio potenza impegnata). Semplificando, questa interfaccia corrisponde a G1 /G2 dell'architettura definita dallo Smart Metering Coordination Group avviato dalla commissione EU con mandato M/441.
- Chain 2: tra meter e Home area network (tramite ad es. un In-home-device, IHD); tramite questo canale di comunicazione sono forniti dati non validati di consumo in tempo reale. Corrisponde, in sintesi, alle interfacce H1 (display) e H2 (gateway locale) di M/441.

L'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA) ha affidato al CEI, con la medesima deliberazione 87/2016/R/eel, l'incarico per la definizione di un protocollo standard al fine di garantire l'interoperabilità dell'interfaccia della "chain 2" verso il dispositivo utente, che ha recentemente portato alla pubblicazione delle specifiche tecniche CEI "Sistemi di misura dell'energia elettrica - Comunicazione con i dispositivi utente":

- TS 13-82 Parte 1- Casi d'uso
- TS 13-83 Parte 2 - Modello dati e livello applicativo
- TS 13-84 Parte 3-1: Profilo protocollare PLC nella banda 125 kHz - 140 kHz (banda C)
- TS 13-85 Parte 3-2: Profilo protocollare RF in banda 169 MHz.

Tali specifiche tecniche definiscono i casi d'uso descrittivi dei requisiti funzionali richiesti dal cliente elettrico, una dettagliata definizione del modello

dei dati e del livello applicativo, e il livello fisico utilizzato, che può essere la PLC banda C oppure la radiofrequenza 169 MHz, soluzione già adottata per il metering del gas. Le specifiche tecniche, vengono di norma riviste dopo 3 anni dall’emissione e, pertanto, potranno essere modificate a seguito dell’esperienza maturata sul campo.
I casi d’uso sono stati raggruppati sulla base dei dati (registri), della classe di latenza e di classe di frequenza dell’invio del dato (vedi Figura 13).

Figura 13
Classi di latenza (sinistra) e classe di frequenza (destra) per l’invio dei dati [fonte: TS 13 82:2017]

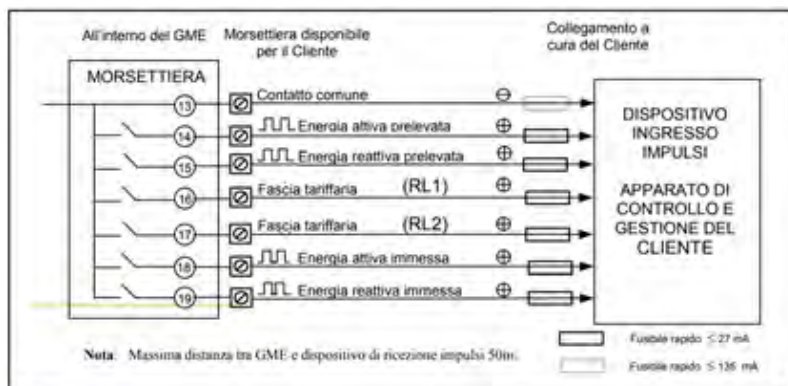
Classe	Latenza
C1	<=1 s
C2	<=15 s
C3	<=1 min
C4	<=15 min
C5	<=1 h

Nome	Frequenza
FR 0	su evento (*)
FR 1	<=1 s
FR 2	<=15 s
FR 3	<=1 min
FR 4	<=15 min
FR 5	<=1 h
FR 6	<=6 h
FR 7	<=1 day
FR 8	<=7 days
FR 9	<=1 month

In particolare, per il caso d’uso “Aggregazione” (partecipazione a MSD tramite BSP) è previsto che il dato di misura istantanea di potenza prelevata (o generata) vada inviato con latenza che può scendere a 1 secondo (classe C1) e con periodicità di generazione del dato su evento (tramite una gestione a soglie) o comunque ogni 15 minuti (classi FR0, FR4). Si evidenzia come la delibera ARERA 87/2016/R7eel non prescriva SLA (Service Level Agreement) per la chain 2 (a differenza di quanto avviene per la chain 1), pertanto anche nelle TS non vengono forniti requisiti vincolanti sul canale. Il caso d’uso dell’aggregazione, il più sfidante in termini prestazionali assieme a quelli che riguardano il peak shaving con sistemi di accumulo, in taluni casi specifici potrebbe tuttavia presentare delle criticità di implementazione.
Per completezza, si richiama l’attuale soluzione adottata per i contatori GME (Gruppi di Misura Elettronici), per i clienti trattati orari (sopra i 55 kW di potenza impegnata). Per questi contatori è prevista la possibilità di installare una scheda aggiuntiva, denominata ES (Emettitore di Segnali), che consente al cliente la visualizzazione e il controllo dei consumi in tempo reale. In particolare la scheda ES è stata progettata principalmente per permettere il pilotaggio di carichi elevati e/o a tensione elevata non conformi allo standard IEC 62053-31, e per permettere al proprietario del contatore di salvaguardare maggiormente l’integrità del medesimo da

possibili guasti provocati dall'impianto del cliente. Lo schema di connessione della scheda ES è mostrato in Figura 14.

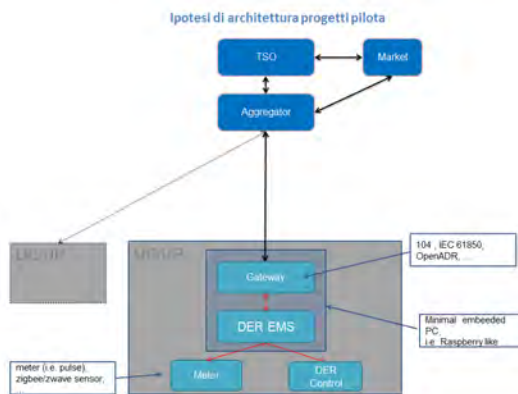
Figura 14
Schema di connessione della scheda ES



Il dispositivo di controllo del Cliente (ingresso impulsi) deve essere compatibile con le caratteristiche tecniche del dispositivo ES del GME, in particolare con la costante degli impulsi di energia che equivale a 10000 imp/kWh (o al kvarh). Si fa presente che è compito del dispositivo di controllo del cliente convertire il treno di impulsi generato dalla scheda ES in un valore di potenza, e di fornirlo all'esterno con le tempistiche richieste dalla tipologia di servizio (per esempio i 4 secondi richiesti da Terna per la partecipazione a MSD).

7.8 Ipotesi di soluzione tecnologica associata ai progetti pilota MSD

Sulla base dei requisiti specificati nel regolamento dei progetti pilota MSD, delle soluzioni architetture a livello nazionale ed europeo ed agli standard sopra analizzati, si è definita un'ipotesi di soluzione tecnologica relativa all'implementazione dei progetti pilota MSD, di seguito riportata. Nel contesto di tale architettura ciascun attore può svolgere uno o più ruoli, assumendo ad esempio contemporaneamente il ruolo di aggregatore, DER-EMS e DER Control.

Figura 15**Ipotesi di architettura associata ai progetti pilota MSD**

Oltre a considerare l'interazione tra i ruoli TSO, Market e Aggregator, l'architettura si focalizza in particolare sull'interazione tra aggregatore e "Unità di Consumo (UC)" / "Unità di Produzione (UP)".

Si ritiene infatti che tale interfaccia rappresenti l'elemento innovativo a cui potrebbero essere applicate differenti soluzioni tecnologiche.

Al fine di analizzare meglio tali soluzioni, l'interfaccia lato "UC/UP" è stata decomposta in una funzione di "Gateway" associata all'esposizione di interfacce standard ed in una funzione "DER-EMS" associata alla gestione operativa dell'aggregato di risorse energetiche sottostanti.

L'eventuale collocazione nel cloud sia della funzione di "Gateway" che di "DER-EMS", potrebbe agevolare la flessibilità e la scalabilità della soluzione, mantenendo al contempo un dispositivo minimale in campo.

L'interfaccia tra le funzioni di "Gateway" e "DER-EMS", pur non ponendo particolari requisiti in termini di utilizzo di standard, deve comunque garantire il soddisfacimento dei requisiti funzionali e tecnici posti dall'interfaccia verso l'aggregatore. Il medesimo concetto risulta applicabile anche all'interfaccia tra DER-EMS e DER Control.

Nell'architettura a regime, alle interazioni già collaudate nei progetti pilota si aggiungerà quella con i DSO, che possono informare Terna e gli utenti del dispacciamento, anche in prossimità del tempo reale, in merito ad eventuali vincoli di rete che rendono momentaneamente non attivabile una determinata utenza aggregata in una UVA (art 3.6 della Delibera 300/2017/R/eel).

7.9 Aspetti di cyber security

Come raccomandato dall'articolo 14, al comma 1 della normativa europea NIS [17] sulla sicurezza delle reti e dei sistemi informativi: "Gli Stati membri provvedono affinché gli operatori di servizi essenziali adottino misure tecniche e organizzative adeguate e proporzionate alla gestione dei rischi posti alla sicurezza delle reti e dei sistemi informativi che usano nelle loro operazioni. Tenuto conto delle conoscenze più aggiornate in materia, dette misure assicurano un livello di sicurezza della rete e dei sistemi in-

formativi adeguato al rischio esistente.”

Con riferimento alla definizione dei requisiti non funzionali legati agli aspetti di cyber security riferiti in sezione 7.4.3, e alla individuazione delle misure tecniche di sicurezza da inserire nella piattaforma ICT di gestione aggregata dell'energia, è utile prendere riferimento al processo di analisi della sicurezza introdotto dallo Smart Energy Grid-Coordination Group [18] illustrato in Figura 16.

Figura 16
processo di analisi della sicurezza [18]



Come evidenziato in Figura 16, l'identificazione dei requisiti di sicurezza costituisce il terzo passo del processo di analisi, e si basa sulla specifica dell'architettura ICT (passo 1) e dei livelli di rischio attribuiti alle interfacce di comunicazione utilizzate da tutti gli attori del sistema (passo 2). I requisiti di sicurezza adeguati ai livelli di rischio vengono quindi indirizzati da opportune misure di tipo tecnico e organizzativo (passo 4) che verranno integrate nei processi aziendali e nell'architettura ICT (passo 5) e quindi introdotte nell'esercizio del sistema (passo 6).

Per l'attribuzione dei livelli di rischio occorre eseguire un processo di valutazione dei rischi cyber dell'infrastruttura. In alternativa è possibile derivare in modo pre-costituito i requisiti di sicurezza di alto livello delle applicazioni smart grid applicando la metodologia NIST [19]. Tale metodologia fornisce un modello di riferimento, denominato LRM (Logical Reference Model), il quale può essere applicato per l'identificazione degli attori e delle loro interfacce logiche. Poiché il NISTIR 7628 assegna ad ogni interfaccia del modello una categoria caratterizzata da livelli di confidenzialità, integrità e disponibilità e dai relativi requisiti di sicurezza di alto livello, l'identificazione delle interfacce della piattaforma ICT consente la derivazione dei requisiti assegnati alle rispettive categorie di appartenenza.

Nel seguito ci concentreremo sulla mappatura delle soluzioni di sicurezza (passo 4) da integrare nella piattaforma per l'aggregazione dell'energia (passo 5), che garantiscano un livello adeguato di protezione da minacce cyber alla confidenzialità, integrità e disponibilità ai suoi asset ICT.

7.9.1 Mappatura dei requisiti di sicurezza sulle soluzioni tecnologiche

Con riferimento all'ipotesi di architettura della piattaforma tecnologica presentata nella sezione 7.8, ed in particolare in funzione delle tecnologie di comunicazione associate ad ogni servizio, esistono un elenco di standard di riferimento che forniscono le soluzioni atte al soddisfacimento dei requisiti di sicurezza ai quali si è accennato nella sezione precedente. Nelle sezioni che seguono le soluzioni di sicurezza disponibili vengono mappate sulle tecnologie di comunicazione ipotizzate dall'architettura ICT di riferimento.

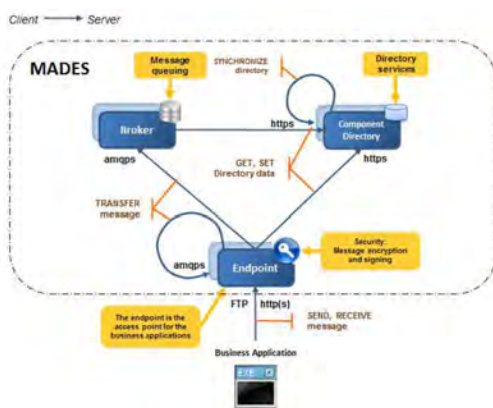
7.9.1.1 Sicurezza comunicazioni tra attori del mercato

Per gli scambi informativi tra gli attori del mercato (indicati nell'architettura di riferimento come Market, TSO e Aggregator) è disponibile lo standard IEC 62325 introdotto nella sezione 7.6.1.1.

In particolare la parte -503 della norma IEC 62325 specifica una piattaforma tecnologica, denominata MADES (Market Data Exchange Standard), per gli scambi informativi tra i TSO e gli attori del mercato.

La norma IEC 62325-503⁸ specifica un layer a livello trasporto che può essere implementato su qualsiasi rete IP basata su infrastrutture di comunicazione fisiche quali Internet, VPN o reti private. La piattaforma MADES è basata su protocolli di comunicazione che afferiscono agli standard IoT, quali http e AMQP, entrambi messi in sicurezza dallo standard TLS (Transport Layer Security)⁹. In Figura 17 viene riportata l'architettura generale di MADES [20].

Figura 17
Architettura MADES



⁸ IEC TS 62325-503:2014 "Framework for energy market communications - Part 503: Market data exchanges guidelines for the IEC 62325-351 profile" è una specifica tecnica datata 2014. La nuova edizione, attualmente in corso di sviluppo, sarà disponibile come standard internazionale nel 2018

⁹ RFC 5246 "The Transport Layer Security (TLS) Protocol Version 1.2", Agosto 2008

Per quanto riguarda la sicurezza MADES garantisce confidenzialità, autenticità e non-ripudio dei dati contenuti nei messaggi trasmessi dalla piattaforma. In particolare MADES supporta servizi di autenticazione, firma digitale, cifratura e non-ripudio dei messaggi applicativi, logging e memorizzazione temporanea dei messaggi.

I servizi di sicurezza di MADES si avvalgono di una infrastruttura a chiave pubblica (PKI) per la validazione dei certificati X.509 da parte dei componenti di comunicazione e degli end-node applicativi.

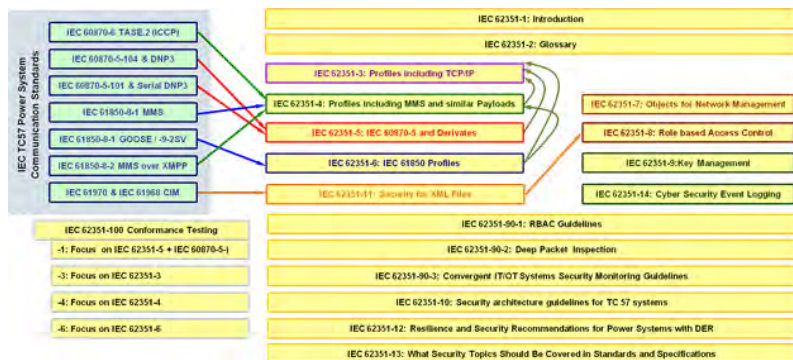
L'implementazione software di riferimento per MADES è ECP (Energy Communication Platform) supportata da ENTSO-E e disponibile gratuitamente per tutti i TSO europei.

7.9.1.2 Sicurezza delle comunicazioni tra Aggregatore e Unità flessibili di Consumo/Produzione

Come già discusso nelle sezioni precedenti, la scelta tecnologica delle comunicazioni tra il soggetto aggregatore e Unità di Carico o di Produzione presenta diverse opzioni possibili che influenzano le implementazioni delle funzioni di sicurezza. In particolare per quanto riguarda l'utilizzo delle architetture basate sui protocolli IEC 60870-5-104 (sezione 7.6.2.2) o IEC 61850 (sezione 7.6.2.1), che probabilmente riguarderanno le Unità UVaX (DER EMS e CCI) di grossa taglia, le soluzioni di sicurezza fanno riferimento alla serie di standard IEC 62351 (Figura 18), mentre per le architetture che utilizzano OpenADR, più tipiche dei DER EMS di piccola taglia che utilizzano infrastrutture pubbliche di comunicazione, per gli aspetti di sicurezza occorre fare riferimento allo standard IEC 62746-10-1 (7.6.1.3.3).

Nelle sezioni che seguono introdurremo qualche dettaglio relativo alle funzioni di sicurezza associate ai diversi protocolli.

Figura 18
Standard IEC 62351



¹⁰ IEC 61850-8-1:2011 "Communication networks and systems for power utility automation - Part 8-1: Specific communication service mapping (SCSM) - Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3"

¹¹ IEC TS 62351-4:2007 "Power systems management and associated information exchange - Data and communications security - Part 4: Profiles including MMS". Attualmente è in corso lo sviluppo di una nuova edizione di questa norma, la cui pubblicazione come standard internazionale è prevista entro il 2018, la quale recepisce i requisiti di sicurezza specificati dalla IEC 61850-90-5 e l'evoluzione dei meccanismi di sicurezza già introdotti in altre parti della IEC 62351 riferite dalla Parte 4 (quali IEC 62351-3, IEC 62351-8, IEC 62351-9). Si precisa che la nuova edizione della IEC 62351-4 sarà applicabile anche alla mappatura IEC 61850 su protocollo XMPP specificata dalla IEC 61850-8-2 di prossima pubblicazione

7.9.1.3 Sicurezza delle comunicazioni IEC 61850 tra Aggregatore e Unità flessibili di Consumo/Produzione

Facendo riferimento alla specifica delle comunicazioni per il CCI nell'Allegato T della CEI-016, le comunicazioni tra aggregatore e Unità flessibile sono basate sulla mappatura delle funzioni di comunicazione IEC 61850 su protocollo MMS (Manufacturing Message Specification) specificata dalla IEC 61850-8-1¹⁰. La sicurezza dei profili di comunicazione basati su MMS è stata normata nel 2007 dalla specifica tecnica IEC TS 62351-4:2007¹¹.

Secondo quanto previsto dalla IEC 62351-4, la sicurezza delle comuni-

¹² IEC 62351-3:2014 "Power systems management and associated information exchange - Data and communications security - Part 3: Communication network and system security - Profiles including TCP/IP"

¹³ IEC 62351-8:2011 "Power systems management and associated information exchange - Data and communications security - Part 8: Role-based access control". Attualmente è in corso lo sviluppo di una nuova versione della norma come international standard

¹⁴ IEC 62351-9:2017 "Power systems management and associated information exchange - Data and communications security - Part 9: Cyber security key management for power system equipment"

cazioni MMS si realizza estendendo il profilo Trasporto, nel seguito riferito come profilo-T, che indirizza i livelli 1-4 dello stack ISO/OSI, e il profilo Applicazione, nel seguito riferito come profilo-A, che invece indirizza i livelli 5-7 del modello ISO/OSI.

Il profilo-T fornisce funzioni di autenticazione, integrità e confidenzialità a livello trasporto. Con riferimento alle implementazioni delle comunicazioni MMS che utilizzano il protocollo TCP per il livello trasporto, il profilo-T sicuro prevede l'impiego del TLS (Transport Layer Security) secondo quanto specificato dalla IEC 62351-3:2014¹².

In pratica il profilo TLS da utilizzare viene specificato inizialmente dalla IEC 62351-3, la quale definisce i requisiti derivanti dall'utilizzo del TLS nel contesto OT (Operational Technology), e ulteriormente dettagliato dalla IEC 62351-4 con parametri specifici per le comunicazioni MMS.

Ad esempio i parametri del profilo TLS introdotti dalla IEC 62351-3 riguardano la versione TLS raccomandata, le suite di cifratura deprecate, la periodicità delle funzioni di rinegoziazione e resumption della sessione sicura, e di aggiornamento della lista dei certificati revocati. Vengono inoltre indicati i requisiti minimi in termini di algoritmi e lunghezza delle chiavi. Ad esempio viene raccomandato l'utilizzo di SHA-256 per le operazioni di hash, anche se viene mantenuto SHA-1 per compatibilità backward. Per quanto riguarda le funzioni di firma si raccomanda RSA con chiave a 2048 bit, ma viene supportata anche RSA a 1024 per compatibilità backward. Inoltre opionalmente si possono utilizzare algoritmi basati su ECC con chiavi 192 bit (se in combinazione con SHA-1) e 256 bit (con SHA-256). Nella IEC 62351-4 vengono ulteriormente precisate le suite di cifratura mandatorie, le tempistiche raccomandate per l'aggiornamento delle chiavi di sessione, le metriche da utilizzare per l'esecuzione della rinegoziazione e della resumption, il numero raccomandato di autorità di certificazione, le porte TCP da usare per le comunicazioni con e senza TLS, la dimensione massima dei certificati a chiave pubblica, il periodo di valutazione della lista dei certificati revocati, le misure appropriate di gestione delle eccezioni e degli eventi di sicurezza in modo da garantire la disponibilità del servizio e del sistema.

Per i layer di livello superiore al trasporto, la IEC 62351-4 prescrive il profilo-A per la sicurezza (cioè l'autenticazione, l'integrità e la confidenzialità) end-to-end a livello applicazione.

In aggiunta alle soluzioni per garantire l'autenticazione, l'integrità e la confidenzialità dello scambio dati, l'Allegato T della CEI 0-16 prevede una funzione di controllo accessi basata sui ruoli in conformità con la specifica tecnica IEC 62351-8:2011¹³. Il controllo degli accessi viene applicato sia per permettere che per proibire l'accesso ad un server ACSI attraverso un punto di accesso, o più puntualmente ad ogni istanza della gerarchia logical-device, logical-node e data-object. L'assegnamento di un ruolo ad un determinato soggetto permette di ottenere risposte differenti dai servizi richiesti in base ai privilegi che sono stati assegnati a quel ruolo del soggetto specifico. Questa funzionalità risulta particolarmente utile per implementare l'accesso ai dati del server CCI da parte dei client DSO, aggregatore, produttore e TSO.

I dettagli relativi alla gestione delle chiavi e dei certificati rimandano alla norma IEC 62351-9:2017¹⁴.

7.9.1.4 Sicurezza comunicazioni IEC 60870-5-104 tra Aggregatore e Unità flessibili di Consumo/Produzione

Per la messa in sicurezza delle comunicazioni 104 tra Aggregatore e Unità flessibili occorre fare riferimento alla specifica tecnica IEC TS 62351-5:2013¹⁵, unitamente alle parti di supporto in essa riferite.

La norma IEC 62351-5 fornisce un'estensione per la sicurezza del traffico applicativo IEC 60870-5-104 e riferisce la norma IEC 62351-3 per la messa in sicurezza delle comunicazioni TCP/IP. In particolare vengono introdotte a livello applicativo le procedure e lo scambio dati per l'autenticazione degli utenti, il mantenimento della chiave di sessione e l'autenticazione dei messaggi, mentre per la sicurezza della connessione TCP/IP vengono specificate le procedure per l'autenticazione della stazione e la cifratura dei messaggi in conformità alla IEC 62351-3.

Un'implementazione della sicurezza IEC 62351-5 di comunicazioni IEC 60870-5-104 che utilizzano canali di comunicazione CDN/Frame Relay è stata oggetto di un'attività di assessment in campo che ha ottenuto misure prestazionali soddisfacenti [21].

7.9.1.5 Sicurezza comunicazioni IEC 62746-10-1 (OpenADR) tra Aggregatore e Unità flessibili di Consumo/Produzione

La sicurezza delle comunicazioni OpenADR è fornita dalla specifica pubblica IEC PAS 62746-10-1:2014¹⁶.

Nel profilo OpenADR 2.0b sono definiti due livelli di sicurezza, Standard e High. Il livello Standard, obbligatorio, si basa sull'uso del protocollo TLS per la protezione delle comunicazioni tra nodi VTN (Virtual Top Node) e VEN (Virtual End Node). Il livello High, opzionale, prevede l'uso aggiuntivo dello strumento XML (Extensible Markup Language) Signature.

Le specifiche OpenADR (profilo 2.0b) per l'uso di TLS sono date in termini di versione TLS e cipher suite richieste per l'interoperabilità e la gestione dei certificati X509v3 tramite PKI OpenADR. Sono inoltre previsti due meccanismi per l'autenticazione dei nodi VEN a livello OpenADR e XMPP.

7.9.1.6 Sicurezza delle informazioni di metering

Anche nel caso delle comunicazioni relative alle misurazioni, occorre diversificare le soluzioni di sicurezza in funzione della tecnologia di metering impiegata.

Nel seguito vengono forniti i riferimenti relativi alle architetture che sfruttano il canale fornito dai contatori 2G denominato "chain2" e quelle che fanno uso di sensori dotati di tecnologie zigbee/zwave.

7.9.1.7 Sicurezza delle comunicazioni da Contatori 2G a DER EMS

Data la monodirezionalità della comunicazione in oggetto, la norma Specifica Tecnica CEI TS 13-83:2017¹⁷ prevede che in questo caso venga utilizzato il protocollo DLMS/COSEM e in particolare la norma IEC 62056-7-5:2016¹⁸, opportunamente adattata allo specifico profilo di comunicazione. La delibera ARERA 87/2016/R/EEL specifica che la comunicazione tra misuratore intelligente 2G e dispositivo utente debba garantire la confidenzialità, l'integrità e l'autenticità dei dati scambiati. Gli aspetti di sicurezza non si limitano tuttavia alla protezione o all'autenticazione del dato, ma riguardano aspetti costruttivi dei dispositivi e la specifica dei protocolli anche al fine di garantire, tra l'altro, la disponibilità del sistema

¹⁵ IEC TS 62351-5:2013 "Power systems management and associated information exchange - Data and communications security - Part 5: Security for IEC 60870-5 and derivatives"

¹⁶ IEC PAS 62746-10-1:2014 "Systems interface between customer energy management system and the power management system - Part 10-1: Open Automated Demand Response (OpenADR 2.0b Profile Specification)". Attualmente è in corso di sviluppo la nuova edizione della IEC 62746-10-1, attesa per il 2018

¹⁷ CEI TS 13-83:2017 "Sistemi di misura dell'energia elettrica - Comunicazione con i dispositivi utente - Parte 2: Modello dati e livello applicativo"

¹⁸ IEC 62056-7-5:2016 "Electricity metering data exchange - The DLMS/COSEM suite - Part 7-5: Local data transmission profiles for Local Networks (LN)"

contro eventuali attacchi che mirino ad alterarne le prestazioni (es. attacchi di tipo Denial of Service).

Secondo quanto previsto dalla norma Specifica Tecnica CEI TS 13-83 la comunicazione tra misuratore intelligente e dispositivo utente deve essere protetta in modalità end-to-end usando meccanismi di sicurezza di livello applicativo. La protezione delle APDU deve essere effettuata utilizzando algoritmi di crittografia, autenticazione e metodi di non copiabilità, in conformità alla norma IEC 62056-5-3:2017¹⁹.

¹⁹ IEC 62056-5-3:2017 "Electricity metering data exchange - The DLMS/COSEM suite - Part 5-3: DLMS/COSEM application layer"

7.9.1.8 Sicurezza delle comunicazioni da sensori wireless a DER EMS

Tra le varianti architetturali ipotizzate, è previsto che le misurazioni vengano effettuate tramite sensori wireless che utilizzano tecnologie tipiche dei dispositivi di domotica, quali Z-Wave o ZigBee. Entrambe queste tecnologie supportano la cifratura simmetrica AES-128 per proteggere le comunicazioni da azioni malevole.

7.9.2 Tecniche di segregazione e analisi del traffico

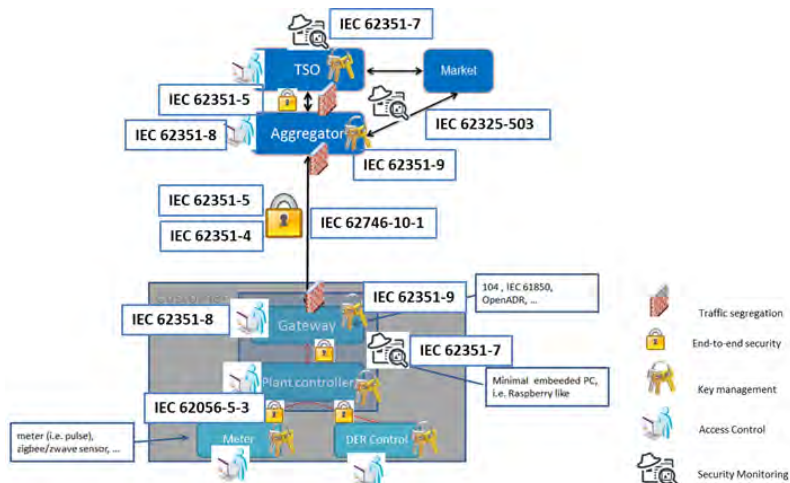
Oltre alla sicurezza dei protocolli utilizzati, le comunicazioni della piattaforma di aggregazione dell'energia devono essere protette tramite opportune tecniche di segregazione del traffico di rete e di sistemi di analisi del traffico per il rilevamento e la gestione del traffico anomalo. Nel caso del CCI, la segregazione degli accessi remoti, asserviti alle funzioni di controllo, protezione e conduzione dell'impianto, è a carico di un dispositivo router in grado di separare le reti interne dell'impianto dalle reti esterne e di segregare il traffico dei diversi protocolli utilizzati.

Oltre alle funzioni di segregazione fornite dalle tecniche di firewalling sono previste anche funzioni più evolute di analisi del traffico applicativo al fine di rilevare anomalie (sistemi IDS/IPS) o evidenze di incidenti (sistemi SIEM).

7.9.3 Integrazione delle misure di sicurezza nelle varianti tecnologiche previste dall'ipotesi di architettura

Nella Figura 19 le soluzioni di sicurezza descritte nelle sezioni precedenti vengono inserite graficamente nell'ipotesi di architettura tecnologica della piattaforma, in modo da visualizzare le estensioni di sicurezza richieste alla sua implementazione.

Figura 19
Standard di sicurezza mappati sulle varianti tecnologiche dell'architettura



7.10 Implementazione prototipale del sistema

A fronte di quanto specificato nelle sezioni precedenti, si è implementato il caso d'uso associato alla fase di operation. Gli attori coinvolti nella simulazione sono quindi TSO, aggregatore e impianto: quest'ultimo può ovviamente essere replicato in modo tale da simulare la presenza di un elevato numero di clienti associati a un dato aggregatore (in realtà, tutti gli attori coinvolti possono essere replicati, per esempio considerando la presenza di più aggregatori).

Di seguito viene riportata una valutazione del traffico dati limitatamente all'invio delle misure di impianto verso il TSO, in quanto il traffico dati conseguente all'invio dei setpoint è estremamente limitato.

Figura 19
Schema di valutazione del traffico dati associato agli standard IEC-61850 e IEC 60870-5-104



L'entità del traffico dati associato all'invio delle misure mediante il protocollo 104 tra TSO ed aggregatore è ritenuto equivalente a quello che interessa l'interfaccia tra ciascun impianto (UC/UP) e l'aggregatore. Tale valutazione non tiene conto di eventuali meccanismi di criptazione né a livello applicativo né di trasporto.

Sulla base di queste ipotesi, la dimensione media del pacchetto contenente la misura di potenza attiva, inviata periodicamente (ogni 4 secondi) da un impianto verso l'aggregatore (o dall'aggregatore verso il TSO) è risultata di 84 bytes. A ciascun pacchetto corrisponde poi un acknowledge a livello TCP di 66 bytes. Infine, gli acknowledge a livello applicativo, inviati dall'aggregatore all'impianto (o dal TSO all'aggregatore) richiedono 72 bytes e vengono inviati ogni n misure ricevute (nel caso della simulazione effettuata si ha $n=3$). Un esempio di cattura del traffico dati ora descritto è mostrato nella seguente figura.

Figura 20
Traffico dati IEC 60870-104 simulato

No.	Time	Source	Destination	Protocol	Length	Info
8	0.001645720	127.0.0.1	127.0.0.1	104asdu	84	-> I (2,0) ASDU=1 M_ME_NA.1 Per/Cyc IOA=11083
7	0.001799178	127.0.0.1	127.0.0.1	TCP	66	43724->2404 [ACK] Seq=1 Ack=19 Win=342 Len=0 TSval=6925162 TSecr=6925162
30	2.063787456	127.0.0.1	127.0.0.1	104apci	72	<- S (3)
31	2.101676250	127.0.0.1	127.0.0.1	TCP	66	2404->43724 [ACK] Seq=19 Ack=7 Win=342 Len=0 TSval=6925688 TSecr=6925678
37	4.002158779	127.0.0.1	127.0.0.1	104asdu	84	-> I (3,0) ASDU=1 M_ME_NA.3 Per/Cyc IOA=11083
38	4.001788337	127.0.0.1	127.0.0.1	TCP	66	43724->2404 [ACK] Seq=7 Ack=37 Win=342 Len=0 TSval=6926163 TSecr=6926163
66	8.001661708	127.0.0.1	127.0.0.1	104asdu	84	-> I (4,0) ASDU=1 M_ME_NA.1 Per/Cyc IOA=11083
69	8.001712715	127.0.0.1	127.0.0.1	TCP	66	43724->2404 [ACK] Seq=7 Ack=53 Win=342 Len=0 TSval=6927163 TSecr=6927163
97	12.001703783	127.0.0.1	127.0.0.1	104asdu	84	-> I (5,0) ASDU=1 M_ME_NA.1 Per/Cyc IOA=11083
98	12.001768342	127.0.0.1	127.0.0.1	TCP	66	43724->2404 [ACK] Seq=7 Ack=71 Win=342 Len=0 TSval=6928163 TSecr=6928163
121	14.002100866	127.0.0.1	127.0.0.1	104apci	72	<- S (6)
122	14.002170298	127.0.0.1	127.0.0.1	TCP	66	2404->43724 [ACK] Seq=73 Ack=13 Win=342 Len=0 TSval=6928663 TSecr=6928663
128	16.001820013	127.0.0.1	127.0.0.1	104asdu	84	-> I (6,0) ASDU=1 M_ME_NA.1 Per/Cyc IOA=11083
129	16.001883518	127.0.0.1	127.0.0.1	TCP	66	43724->2404 [ACK] Seq=13 Ack=81 Win=342 Len=0 TSval=6929163 TSecr=6929163
159	20.001677483	127.0.0.1	127.0.0.1	104asdu	84	-> I (7,0) ASDU=1 M_ME_NA.1 Per/Cyc IOA=11083
160	20.001713645	127.0.0.1	127.0.0.1	TCP	66	43724->2404 [ACK] Seq=13 Ack=109 Win=342 Len=0 TSval=6930163 TSecr=6930163
192	24.001841672	127.0.0.1	127.0.0.1	104asdu	84	-> I (8,0) ASDU=1 M_ME_NA.1 Per/Cyc IOA=11083
193	24.001881559	127.0.0.1	127.0.0.1	TCP	66	43724->2404 [ACK] Seq=13 Ack=127 Win=342 Len=0 TSval=6931163 TSecr=6931162
218	26.002251506	127.0.0.1	127.0.0.1	104apci	72	<- S (9)
217	26.002317173	127.0.0.1	127.0.0.1	TCP	66	2404->43724 [ACK] Seq=127 Ack=19 Win=342 Len=0 TSval=6931663 TSecr=6931663
221	28.001876818	127.0.0.1	127.0.0.1	104asdu	84	-> I (9,0) ASDU=1 M_ME_NA.1 Per/Cyc IOA=11083
224	28.002041074	127.0.0.1	127.0.0.1	TCP	66	43724->2404 [ACK] Seq=19 Ack=145 Win=342 Len=0 TSval=6932163 TSecr=6932163
234	32.001948278	127.0.0.1	127.0.0.1	104asdu	84	-> I (10,0) ASDU=1 M_ME_NA.1 Per/Cyc IOA=11083
255	32.002008101	127.0.0.1	127.0.0.1	TCP	66	43724->2404 [ACK] Seq=19 Ack=163 Win=342 Len=0 TSval=6933163 TSecr=6933163
289	36.001873680	127.0.0.1	127.0.0.1	104asdu	84	-> I (11,0) ASDU=1 M_ME_NA.1 Per/Cyc IOA=11083
290	36.001711885	127.0.0.1	127.0.0.1	TCP	66	43724->2404 [ACK] Seq=19 Ack=181 Win=342 Len=0 TSval=6934163 TSecr=6934163
313	38.002133940	127.0.0.1	127.0.0.1	104apci	72	<- S (12)


```

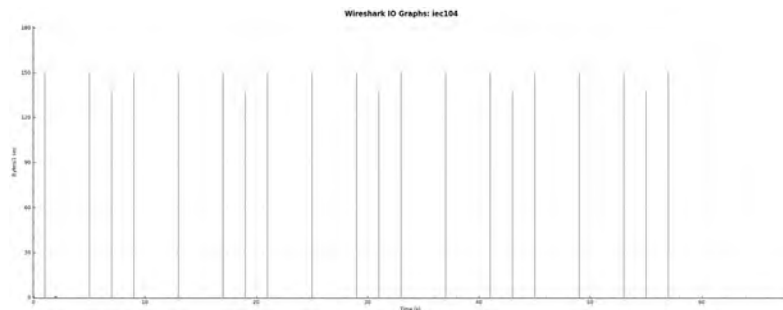
Frame 66: 84 bytes on wire (672 bits), 84 bytes captured (672 bits) on interface 0
  Ethernet II, Src: 00:00:00:00:00:00 (00:00:00:00:00:00), Dst: 00:00:00:00:00:00 (00:00:00:00:00:00)
  Internet Protocol Version 4, Src: 127.0.0.1 (127.0.0.1), Dst: 127.0.0.1 (127.0.0.1)
  Transmission Control Protocol, Src Port: 2404 (2404), Dst Port: 43724 (43724), Seq: 37, Ack: 7, Len: 18
  IEC 60870-5-104-apci1 -> I (4,0)
  Type: M_ME_NA.1 (9)
  1... .. = SQ: True
  ..00 0001 = Num: 1
  ..00 0001 = Cause: Per/Cyc (1)
  0... .. = Negative: False
  0... .. = Text: false
  0x: 0
  Addr: 1
  IOA: 11083
  Value: 0 (0)
  QOS: 0x00
  .... .. = OV: No overflow
  ...0 .... = BL: Not blocked
  ..0... .. = SE: Not substituted
  0... .. = NT: Topical
  0... .. = IV: valid

```

Il corrispondente grafico del traffico rilevato è mostrato nella seguente figura.

Figura 21

Grafico associato al traffico dati IEC 60870-104 simulato



Anche introducendo le soluzioni di cyber security secondo quanto previsto dalla IEC 62351-5 l'impatto sulla dimensione dei messaggi applicativi non subisce variazioni significative. Si nota invece un aumento del traffico scambiato durante la fase di creazione del canale sicuro e di rinnovo delle chiavi. Alcune valutazioni prestazionali ottenute dalla sperimentazione in campo della versione sicura delle comunicazioni 104 sono state presentate nel paper Cigré 2016 [21].

Per quanto riguarda lo standard IEC 61850, è stata implementata un'interfaccia basata sul protocollo applicativo MMS. Lo scambio informativo è stato messo in sicurezza sia a livello applicativo (A-security profile) sia a livello trasporto (T-security profile), come richiesto dalla norma IEC 62351-4. Sulla base di queste ipotesi, la dimensione media del pacchetto contenente la misura di potenza attiva, inviata periodicamente (ogni 4 secondi) da un impianto verso l'aggregatore (o ipoteticamente dall'aggregatore verso il TSO) è risultata di **151 bytes**. A ciascun pacchetto corrisponde poi un acknowledge a livello TCP di **66 bytes**. Non sono previsti acknowledge a livello applicativo.

Di seguito è riportata la valutazione del traffico dati relativo alla connessione IEC 61850 tra impianto ed aggregatore che include la criptazione delle informazioni a livello trasporto TLS.

Figura 22

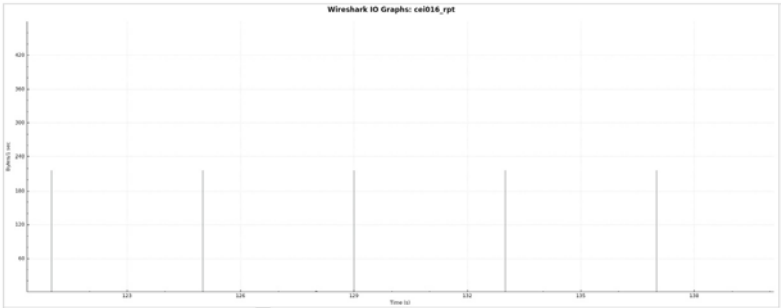
Traffico dati IEC 61850 simulato

No.	Time	Source	Destination	Protocol	Length	Info
47	0.436307	192.168.1.53	192.168.1.51	TCP	53	3782->49793 [PSH, ACK] Seq=5487 Ack=5166 Win=4036 Len=0 TSval=1166448 TSecr=124312
48	0.439226	192.168.1.53	192.168.1.51	TCP	215	3782->49793 [PSH, ACK] Seq=5556 Ack=5166 Win=4036 Len=0 TSval=1166448 TSecr=124312
49	0.440261	192.168.1.51	192.168.1.53	TCP	66	49793->3782 [ACK] Seq=5166 Ack=5705 Win=2304 Len=0 TSval=124313 TSecr=1166448
50	0.475733	192.168.1.53	192.168.1.51	TCP	151	3782->49793 [PSH, ACK] Seq=5701 Ack=5166 Win=4036 Len=0 TSval=1166452 TSecr=124313
51	0.508054	192.168.1.51	192.168.1.53	TCP	66	49793->3782 [ACK] Seq=5166 Ack=5790 Win=2304 Len=0 TSval=124720 TSecr=1166452
52	0.510885	192.168.1.53	192.168.1.51	TCP	151	3782->49793 [PSH, ACK] Seq=5790 Ack=5166 Win=4036 Len=0 TSval=1166724 TSecr=124720
53	0.511142	192.168.1.51	192.168.1.53	TCP	66	49793->3782 [ACK] Seq=5166 Ack=5873 Win=2304 Len=0 TSval=125120 TSecr=1167256
54	12.545271	192.168.1.51	192.168.1.53	TCP	151	3782->49793 [PSH, ACK] Seq=5873 Ack=5166 Win=4036 Len=0 TSval=1167539 TSecr=125120
55	12.545534	192.168.1.51	192.168.1.53	TCP	66	49793->3782 [ACK] Seq=5166 Ack=5960 Win=2304 Len=0 TSval=125123 TSecr=1167539
56	12.545535	192.168.1.53	192.168.1.51	TCP	151	3782->49793 [PSH, ACK] Seq=5960 Ack=5166 Win=4036 Len=0 TSval=1167539 TSecr=125123
57	20.540488	192.168.1.51	192.168.1.53	TCP	66	49793->3782 [ACK] Seq=5166 Ack=6041 Win=2304 Len=0 TSval=1251237 TSecr=1168041
58	20.615168	192.168.1.53	192.168.1.51	TCP	151	3782->49793 [PSH, ACK] Seq=6041 Ack=5166 Win=4036 Len=0 TSval=1168466 TSecr=125927
59	20.615421	192.168.1.51	192.168.1.53	TCP	66	49793->3782 [ACK] Seq=5166 Ack=6132 Win=2304 Len=0 TSval=126130 TSecr=1168466
60	24.649902	192.168.1.53	192.168.1.51	TCP	151	3782->49793 [PSH, ACK] Seq=6132 Ack=5166 Win=4036 Len=0 TSval=1168466 TSecr=126130
61	24.650152	192.168.1.51	192.168.1.53	TCP	66	49793->3782 [ACK] Seq=5166 Ack=6213 Win=2304 Len=0 TSval=126734 TSecr=1168466
62	28.685719	192.168.1.53	192.168.1.51	TCP	151	3782->49793 [PSH, ACK] Seq=6213 Ack=5166 Win=4036 Len=0 TSval=1168734 TSecr=126734
63	28.685977	192.168.1.51	192.168.1.53	TCP	66	49793->3782 [ACK] Seq=5166 Ack=6300 Win=2304 Len=0 TSval=127137 TSecr=1168734
64	32.720992	192.168.1.51	192.168.1.53	TCP	151	3782->49793 [PSH, ACK] Seq=6300 Ack=5166 Win=4036 Len=0 TSval=1169077 TSecr=127137
65	32.721261	192.168.1.53	192.168.1.51	TCP	66	49793->3782 [ACK] Seq=5166 Ack=6381 Win=2304 Len=0 TSval=127341 TSecr=1169077
66	36.755459	192.168.1.53	192.168.1.51	TCP	151	3782->49793 [PSH, ACK] Seq=6381 Ack=5166 Win=4036 Len=0 TSval=1170080 TSecr=127341
67	36.755918	192.168.1.51	192.168.1.53	TCP	66	49793->3782 [ACK] Seq=5166 Ack=6470 Win=2304 Len=0 TSval=127341 TSecr=1170080
68	40.794908	192.168.1.53	192.168.1.51	TCP	151	3782->49793 [PSH, ACK] Seq=6470 Ack=5166 Win=4036 Len=0 TSval=1170484 TSecr=127944
69	40.795167	192.168.1.51	192.168.1.53	TCP	66	49793->3782 [ACK] Seq=5166 Ack=6551 Win=2304 Len=0 TSval=128148 TSecr=1170484
70	44.826451	192.168.1.53	192.168.1.51	TCP	151	3782->49793 [PSH, ACK] Seq=6551 Ack=5166 Win=4036 Len=0 TSval=1170887 TSecr=128148
71	44.826711	192.168.1.51	192.168.1.53	TCP	66	49793->3782 [ACK] Seq=5166 Ack=6640 Win=2304 Len=0 TSval=128733 TSecr=1170887
72	48.861281	192.168.1.53	192.168.1.51	TCP	151	3782->49793 [PSH, ACK] Seq=6640 Ack=5166 Win=4036 Len=0 TSval=1171291 TSecr=128733
73	48.861540	192.168.1.51	192.168.1.53	TCP	66	49793->3782 [ACK] Seq=5166 Ack=6721 Win=2304 Len=0 TSval=129153 TSecr=1171291

Frame 56: 151 bytes on wire (2208 bits), 151 bytes captured (2208 bits) on interface 0
 # Ethernet II, Src: D8:27:eb:87:79:35 (D8:27:eb:87:79:35), Dst: D8:27:eb:87:79:35 (D8:27:eb:87:79:35)
 # Internet Protocol Version 4, Src: 192.168.1.53 (192.168.1.53), Dst: 192.168.1.51 (192.168.1.51)
 # Transmission Control Protocol, Src Port: 3782 (3782), Dst Port: 49793 (49793), Seq: 5960, Ack: 5166, Len: 83
 # Data (83 bytes)
 data: 17010100507a7f8fa228db7f895413980652305344278...
 [Length: 83]

Il corrispondente grafico del traffico rilevato è mostrato nella seguente figura.

Figura 23
Grafico associato al traffico dati IEC 61850 simulato



Protocollo	Misura [byte]	Acknowledge TCP [byte]	Acknowledge applicativo [byte]
IEC 60870-104	84	66	72 ogni n misure ricevute
IEC 61850 con cyber security	151	66	Non previsto

La tabella sopra riportata fornisce un sintesi dei dati sopra riportati. Come nel caso precedente (comunicazioni IEC 60870-5-104) l'introduzione delle misure di sicurezza non ha causato un aumento eccessivo della dimensione del pacchetto applicativo, con conseguente mantenimento dei tempi di trasmissione che risultano accettabili. Risulta invece degno di nota il tempo necessario per stabilire la comunicazione e il periodico rinnovo delle chiavi. Nel caso si utilizzino canali non performanti questo può comportare ritardi non trascurabili [21]. In conclusione, sulla base delle simulazioni effettuate si può concludere che l'entità del traffico di rete generato dal caso d'uso in oggetto non presenta criticità. Bisogna comunque considerare l'andamento "impulsivo" di questo traffico, che potrebbe tradursi in picchi di richiesta di banda di notevole entità per brevi periodi di tempo.

7.11 Identificazione delle frodi

L'identificazione di eventuali frodi è principalmente demandata alla verifica della congruenza tra le misure prodotte dall'aggregatore/impianto e le informazioni di metering validate. In tal senso il regolamento dei progetti pilota di TERNA prevede già che l'aggregatore debba "archiviare permanentemente (almeno 90 giorni) e, su richiesta di Terna, entro 10 giorni lavorativi, rendere disponibili su formato elettronico (csv e/o excel) tutte le misure elementari che concorrono all'aggregazione, con relativo timestamp". L'affidabilità di tali informazioni potranno quindi essere verificate mediante la loro comparazione rispetto ai dati di metering ufficiali disponibili nel "Sistema Informativo Integrato".

7.12 Bibliografia

[1] CEN-CENELEC-ETSI - Smart Grid Coordination Group, «Overview of the main concepts of flexibility management,» 11 2014. [Online]. Available: ftp://ftp.cenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartGrids/SGCG_Methodology_FlexibilityManagement.pdf.

[2] European Smart Grids Task Force - Expert Group 1 – Standards and Interoperability, «Interoperability of interfaces for the large scale roll out of smart metering systems in EU Member States,» 8 2016. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20160829_EG1_Final%20Report%20V1.1.pdf.

[3] TERRE Project, «150511_Project_TERRE_Regional_Stakeholder_Event_Presentation,» 11 5 2015. [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/Pilot_Projects/150511_Project_TERRE_Regional_Stakeholder_Event_Presentation.pdf.

[4] EUROPEAN COMMISSION, «COMMISSION REGULATION establishing a guideline on electricity balancing,» 2017. [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20EB/Informal_Service_Level_EBGL_16-03-2017_Final.pdf.

[5] European Commission, «Electricity network codes and guidelines,» 2017. [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/whole-sale-market/electricity-network-codes>.

[6] ENTSO-E, «Common Grid Model Exchange Specification,» [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/major-projects/common-information-model-cim/cim-for-grid-models-exchange/standards/Pages/default.aspx>.

[7] ENTSO-E, «Electronic Data Interchange (EDI) Library,» [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/publications/electronic-data-interchange-edi-library/work%20products/Pages/default.aspx>.

[8] ENTSO-E, «INTEROPERABILITY TEST FOR THE MARKET,» 04 2015. [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/Documents/CIM_documents/Market%20CIM/150630_IOP_Test_Report.pdf.

[9] TERNA, «UNITA' PERIFERICA DISTACCO CARICHI - PROFILO DEL PROTOCOLLO IEC 870-5-104,» 10 09 2003. [Online]. Available: <http://download.terna.it/terna/0000/0105/58.pdf>.

[10] «COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 establishing a guideline on electricity transmission system operation,» 2 8 2017. [Online]. Available: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R1485&from=EN>.

[11] ENSTO-E, « Common Grid Model Methodology that ENTSO-E is drafting as required by the EU regulation establishing the system operation guideline,» [Online]. Available: <http://mailchi.mp/entsoe/entso-e-friday-round-up-07-july-445677?e=cdb4c69772>.

[12] DNV-GL, «Interoperability for Demand Side Flexibility,» 19 06 2017. [Online]. Available: <https://www.dnvgl.com/events/interoperability-for-demand-side-flexibility-93109>.

[13] European Commission, «ROLLING PLAN FOR ICT STANDARDIZATION,» 2017. [Online]. Available: http://ec.europa.eu/information_society/newsroom/image/document/2017-13/grow_rolling_plan_ict_2017_web_170302_C7EC62EB-0196-6C12-45229D71D00B0D6B_43894.pdf.

[14] GME, «Implementation Guide,» 27 01 2017. [Online]. Available: http://www.mercatoelettrico.org/It/MenuBiblioteca/Documenti/20170130_implementation-Guide_4.11.pdf.

[15] European Commission - Digital Single Market, «Towards 5G,» [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/digital-single-market/en/towards-5g>.

[16] OpenFMB, «OpenFMB,» [Online]. Available: <https://openfmb.github.io/>.

[17] «DIRETTIVA (UE) 2016/1148 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 6 luglio 2016 recante misure per un livello comune elevato di sicurezza delle reti e dei sistemi informativi nell'Unione,» 6 7 2016. [Online]. Available: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016L1148&from=IT>.

[18] CEN-CENELEC-ETSI Coordination Group on Smart Energy Grids (CG-SEG), «Coordination Group on Smart Energy Grids - Cyber Security & privacy,» 12 2016. [Online]. Available: <ftp://ftp.cenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/Fields/EnergySustainability/SmartGrid/CyberSecurity-Privacy-Report.pdf>.

[19] NIST, «NISTIR 7628 Revision 1, Guidelines for Smart Grid Cybersecurity, The Smart Grid Interoperability Panel – Smart Grid Cybersecurity Committee,» 9 2014. [Online]. Available: <http://nvlpubs.nist.gov/nistpubs/ir/2014/NIST.IR.7628r1.pdf>.

[20] RTE, «MADES (Market Data Exchange Standard): Create a secure and reliable communication platform for European electricity market,» in Colloquium Cigré SC D2, Mosca, 2017.

[21] RSE, ENEL, «Application of Monitoring Standards for enhancing Smart Grids Security,» in CIGRÉ Session 2016, Parigi, 2016.

cap. 8

**VALUTAZIONE ECONOMICA :
ALCUNI CASI DI BUSINESS**

a cura di RSE e Politecnico di Milano

In questo capitolo si riportano i risultati delle analisi costi-benefici svolte per i casi di studio trattati nel Capitolo 5, relativi alla possibile offerta di servizi di flessibilità sul MSD da parte di alcune tipologie di carico. Nel seguito, dopo aver richiamato gli elementi principali coinvolti nella valutazione dei costi e dei ricavi, l'analisi si focalizza sui singoli casi esaminati e sui relativi risultati economici.

8.1 Elementi di valutazione tecnico-economica (costi-benefici)

8.1.1 Introduzione

La prima apertura del MSD a nuovi partecipanti per la fornitura dei servizi di dispacciamento, disposta dall'Autorità con la deliberazione n. 300/2017, consente ad alcune tipologie di impianto, finora escluse, quali gli impianti convenzionali non rilevanti, le centrali rinnovabili non programmabili (rilevanti e non), le unità di consumo e i sistemi di accumulo, di poter contribuire, ciascuno in misura diversa sulla base delle proprie caratteristiche, alla regolazione del sistema. In particolare, i proprietari di impianto possono offrire un servizio essenziale per la sicurezza del sistema in cambio di una remunerazione. Questo significa che l'interesse a partecipare da parte di un operatore, sia esso un proprietario di impianto oppure semplicemente un intermediario (*trader* o aggregatore), sarà tanto maggiore quanto più sarà ritenuto profittevole il/i servizio/i che potrà negoziare sul mercato. In pratica, per un proprietario di impianto occorrerà valutare quanto potrà essere remunerativa l'attività di scambio sul MSD, a fronte di costi di investimento che occorrerà sostenere inizialmente sia nel caso in cui l'impianto sia realizzato *ex-novo*, sia nel caso in cui l'impianto esistente sia adeguato (*retrofitting*), oltre che durante il normale funzionamento. Nel caso di soli costi di adeguamento, l'investimento riguarderà principalmente alcuni accorgimenti al fine di rendere l'impianto conforme alle specifiche funzionali e prestazionali predisposte dal gestore di rete; in tal caso, si ritiene che l'investimento per la realizzazione dell'impianto sia già stato recuperato.

Le valutazioni quantitative condotte in questo capitolo rappresentano esclusivamente il punto di vista di un possibile investitore, le cui azioni sul mercato non influenzano le dinamiche del mercato medesimo (*price taker*); in altre parole, si assume che le offerte da parte dei nuovi soggetti abilitati al MSD non perturbino i prezzi dei servizi approvigionati da Terna.

Non è oggetto del presente rapporto, invece, la ricaduta complessiva dell'apertura del MSD sull'intero sistema in termini di costo globale di approvvigionamento dei servizi per il dispacciamento. Ci si limita ad osservare che, in carenza di risorse di regolazione (situazione attuale), il gestore di rete è costretto a ricorrere a risorse sempre più costose che, alla fine, l'intera collettività paga in termini di una bolletta energetica più onerosa. Un allargamento dei partecipanti a MSD, invece, consentirebbe di aumentare le risorse disponibili al sistema Paese e, quindi, di disporre di un accesso più

economico ai servizi di regolazione dell'intero sistema, anche legato ad una maggiore concorrenza. Infine, nell'ottica di una futura decarbonizzazione, la possibilità di sperimentare nuove e diverse modalità di gestione della rete rappresenterà un beneficio per il sistema.

8.1.2 Elementi di costo (fissi e variabili)

La partecipazione alla fornitura dei servizi per il dispacciamento sul MSD da parte di un impianto, sia esso di generazione oppure di consumo, richiede il soddisfacimento di alcuni requisiti tecnici e funzionali minimi, quali ad esempio:

- installazione di apparati di misura e monitoraggio conformi alle specifiche indicate dal gestore di rete (es. unità periferiche di monitoraggio);
- installazione di sistemi di comunicazione conformi alle specifiche indicate dal gestore di rete (es. protocollo IEC 870-5-104);
- installazione di apparati di controllo conformi alle specifiche indicate dal gestore di rete (es. sala di controllo, eventuale modifica dei controllori locali dei singoli dispositivi);
- taglia di potenza minima per la modulazione;
- gradiente minimo per la modulazione.

Oltre al costo di realizzazione dell'impianto (solo nel caso di impianto *ex-novo*), occorre quindi considerare anche l'investimento necessario all'adeguamento dell'impianto. In particolare, occorre considerare il costo di infrastruttura *ICT* (*Information&Communication Technology*) e di telecontrollo di impianto. Il primo cattura i costi relativi, in particolare nel caso di impianti multi-sito, alla piattaforma di gestione e controllo da remoto degli impianti da parte del proprietario (o di un'altra figura preposta alla gestione degli impianti, come un aggregatore) mentre il secondo include la posa sia dell'infrastruttura di comunicazione che delle apparecchiature per la misura e il monitoraggio delle attività di impianto da parte del gestore di rete (telecontrollo)¹. Altri costi potrebbero riguardare interventi aggiuntivi da eseguirsi internamente all'impianto per rendere l'impianto stesso rispondente alle richieste di flessibilità (es. introduzione di nuove funzioni di controllo addizionali, nuove modalità di esercizio con relativi costi aggiuntivi). Ai costi di adeguamento occorre, infine, aggiungere anche i costi operativi o di esercizio: infatti, soprattutto per gli impianti esistenti, la nuova attività sul MSD comporta un controllo e monitoraggio continuo, con un consumo di risorse (ore lavoro ed energia). L'ammontare del costo di adeguamento complessivo (costo di investimento più costo operativo) può quindi variare in funzione della complessità dell'impianto e del portafoglio di servizi offerti: ad esempio, più ampia sarà l'offerta dei servizi più complessa potrà risultare la gestione dell'impianto per far fronte alle diverse richieste. In particolare, nei riguardi di un'installazione esistente occorre sempre tener presente, come elemento di confronto, l'attuale modalità di gestione e i relativi costi.

¹ Nel seguito dell'esempio, si assume che i costi di investimento relativi alle infrastrutture di telecontrollo siano a carico del proprietario delle unità di consumo; restano invece a carico dell'aggregatore i costi relativi allo scambio dati con TERNA (questi ultimi costi saranno remunerati, insieme alla generale attività dell'aggregatore, mediante la corresponsione, all'aggregatore medesimo, di una frazione dei ricavi dalla partecipazione a MSD). Nella pratica, le soluzioni operative reali potrebbero essere diverse.

8.1.3 Elementi di ricavo

La partecipazione di nuovi entranti sul MSD offre la possibilità di ottenere una remunerazione vantaggiosa per il servizio erogato. In un sistema di mercato delle contrattazioni *pay as bid* ("remunerazione al prezzo offerto")² questo si risolve nella possibilità di fornitura del servizio ad un prezzo il più elevato possibile: in particolare, più è ricercata una risorsa scarsa, maggiori saranno le possibilità di un prezzo elevato.

In assenza di altre indicazioni, una prima analisi dei potenziali ricavi ottenibili sul MSD è effettuata sulla base dei più recenti esiti del mercato stesso o di altri mercati simili. Ad esempio, le serie storiche dei prezzi, analizzate nel Capitolo 3, sono qui utilizzate, in maniera da poter cogliere alcune dinamiche interessanti dell'andamento del mercato (prezzi a salire/a scendere, quantità di energia offerte/scambiate, tasso di accettazione delle offerte, intervalli orari o giornalieri più remunerativi, tipologia di servizio maggiormente scambiata).

² Questo non vuol dire che lo schema di contrattazione sarà sempre lo stesso, anzi in futuro MSD potrebbe funzionare anche secondo uno schema diverso da quello attuale [1].

Sulla base di tali dinamiche, sono ipotizzate delle offerte, specificate come quantità (MWh) e prezzo (€/MWh), ottenendo così dei potenziali ricavi, calcolati tenendo presente, oltre alle dinamiche di mercato, anche i vincoli di impianto (es. entità dell'interruzione, durata dell'interruzione, ripresa del processo con o senza gradiente, recupero delle condizioni iniziali).

Occorre osservare che tutte le analisi sono realizzate ipotizzando in vigore l'attuale schema di contrattazione sul MSD in cui l'accettazione di un'offerta avviene secondo la regola di prezzo *pay-as-bid*.

8.1.4 Bilancio economico (costi-benefici)

Una volta determinato l'ammontare del costo di investimento, inclusi i costi operativi, e quello dei potenziali ricavi, l'attrattività per i nuovi entranti a partecipare ai servizi di regolazione sul MSD potrà essere valutata dal confronto dei costi con i benefici su un dato intervallo temporale (tipicamente 20 anni di durata dell'investimento o una durata inferiore in caso di esigenza di un recupero nel breve periodo). L'attività sarà attraente se i benefici superano i costi, o, in altri termini, l'indice di profittabilità (IP), espresso come rapporto tra benefici e costi (attualizzati), è maggiore di 1. Talvolta, è possibile adottare anche un metodo semplice, benché molto approssimato, come il *Pay-Back Period Method*-PBP, che permette di avere una indicazione del tempo di rientro dall'investimento. In questo caso l'attività sarà attraente se il tempo di rientro sarà contenuto (al massimo qualche anno).

8.2 Esempio di carico multi-sito: stazioni radio base per telefonia mobile

Di seguito si riporta un esempio di analisi costi-benefici applicata al servizio di flessibilità fornito da unità di consumo ai sensi della deliberazione n. 300/2017 e del successivo regolamento attuativo di TERNA. La tipologia di utenza presa in esame è costituita dalle stazioni radio base (SRB) utilizzate nei sistemi di comunicazione mobile (telefonia mobile), già descritte nel Capitolo 5. In particolare, l'esempio fa riferimento alla possibilità di impiego delle sorgenti di alimentazione di emergenza ubicate all'interno delle SRB: le batterie di accumulatori per l'alimentazione di riserva del carico in corrente continua (c.c.); i gruppi elettrogeni che in alcune SRB rimpiazzano l'alimentazione dell'intera stazione in caso di interruzione dell'alimentazione dalla rete. L'esempio di utenza è riconducibile ad un tipo di carico multi-sito flessibile e uniformemente distribuito sul territorio nazionale.

Si riporta ora una descrizione dell'approccio adottato per la valutazione dei costi-benefici, evidenziando le principali assunzioni sugli elementi di costo e di ricavo, e una sintesi dei risultati di simulazione ottenuti.

8.2.1 Ipotesi di studio

Comportamento delle sorgenti

Accumulatori

Si assume che gli accumulatori offrano in capacità fino all'84% circa della propria potenza nominale; in tempo reale tale capacità potrà essere utilizzata poi pienamente per modulare il prelievo dalla rete. Il rendimento del sistema accumulatori + Stazione Energia è fissato a 85% mentre il tasso di premorienza per ogni ciclo di carica/scarica è fissato a 0,0274%, ottenuto come frazione giornaliera del tasso di decadimento annuo (assunto pari a 10%), nell'ipotesi che l'accumulatore effettui un ciclo di carica/scarica al giorno, ossia una chiamata per il servizio al giorno. Il costo di sostituzione degli elementi guasti nell'accumulatore è qui fissato a 270 \$/kWh nell'ipotesi di accumulatore al piombo di tipo *Valve-Regulated Lead-Acid* - VRLA [2]. Si osserva che il dato di costo delle altre tecnologie può arrivare fino a circa 1.000 \$/kWh. Nello studio si considera per ogni SRB un accumulatore costituito da 4 ore di capacità. L'energia di ripristino dello stato di ricarica è assunta acquistabile ad un prezzo pari a 140 €/MWh applicato in bolletta al cliente finale.

Gruppi elettrogeni

I gruppi elettrogeni, nel caso ipotizzato, offrono in capacità il 77% della potenza nominale dell'impianto. Questa capacità potrà essere poi utilizzata in tempo reale fino al 25% circa, un valore sufficiente per compensare un livello di prelievo medio di potenza della SRB dalla rete. Il rendimento di trasformazione in potenza di 1 litro di gasolio da parte della macchina è fissato a circa 3,36 kWh/litro (ossia 28%³)⁴. Il costo del combustibile (gasolio) è invece fissato a 1 €/litro (prezzo al consumo al netto dell'IVA)⁵.

³ Si assume il combustibile (gasolio) con PCI pari a 10.200 kcal/kg.

⁴ Per semplicità si è preso come riferimento il prezzo medio al consumo del gasolio per riscaldamento pari a 1,16 €/litro, come indicato dal MISE per i mesi Gennaio-Ottobre 2017.

⁵ Come anche specificato nel Capitolo 5, i gruppi elettrogeni non sono sempre presenti nella SRB e spesso sono portati a seguito di un guasto prolungato sulla rete elettrica.



Adeguamento infrastrutture (retrofitting)

Come accennato prima, la partecipazione della domanda alla fornitura dei servizi sul MSD deve avvenire rispettando i requisiti prestazionali minimi e funzionali indicati dal gestore di rete Terna. In particolare, dal punto di vista funzionale, questo implica l'adeguamento dell'impianto esistente (retrofitting) con l'installazione di apparati di misura/monitoraggio, controllo e comunicazione impianto-gestore di rete secondo le specifiche Terna.

Nello studio si stima un costo di adeguamento di 250.000 euro per l'infrastruttura ICT che controlla tutte le SRB, e un costo di adeguamento di 5.000 euro e 9.000 euro per singola SRB per il telecontrollo di impianto (es. installazione dei apparati di tipo unità di monitoraggio periferica del Carico – UPMC⁶), rispettivamente nel caso di accumulatori e gruppi elettrogeni. In aggiunta ai costi di investimento, occorre considerare anche la quota di costi operativi annui di gestione della piattaforma ICT e di telecontrollo. Tale voce è qui fissata pari a 5% per il telecontrollo di impianto e 8% per la gestione della piattaforma ICT.

.....
⁶ Per applicazioni non residenziali in bassa tensione e in media tensione il costo d'acquisto di apparecchiature di misura già conformi con le specifiche del gestore di rete si ritiene ragionevole stimare, al pezzo, dell'ordine di 500 euro e 2.000 circa, rispettivamente.

Consistenza degli impianti interessati al servizio

La partecipazione delle SRB ai servizi di flessibilità è ipotizzata assumendo per ogni impianto una potenza nominale di circa 50 kW e 300 kW, rispettivamente, per gli accumulatori e per i gruppi elettrogeni, di cui potrà essere resa disponibile per il servizio di flessibilità la quota indicata sopra.

In particolare, si ipotizza di considerare 1.000 stazioni che forniscono il servizio solo con gli accumulatori e 3.000 unità che forniscono il servizio tramite solo i gruppi elettrogeni. Per semplicità si è trascurata l'effettiva distribuzione geografica delle stazioni.

Servizio offerto

Con riferimento al regolamento Terna, predisposto per i progetti pilota ai sensi della deliberazione n. 300/2017, si assume la possibilità per le unità di consumo di partecipare a MSD/MB per la fornitura dei servizi di riserva terziaria (sostituzione a salire) e di bilanciamento. La partecipazione avviene con una chiamata al giorno di durata massima di 1,2,3 o 4 ore. Nel caso di servizio reso dalle batterie, il ripristino dello stato di carica è effettuato in un intervallo di tempo successivo senza aggravio di costo rispetto a quanto previsto dal contratto di fornitura in essere con il proprio utente di dispacciamento UdD (si tratta di un puro trasferimento di prelievo in istante di tempo successivo).

Schema di remunerazione

Si ipotizza una remunerazione del servizio tramite negoziazione diretta su MSD, con eventuale remunerazione in capacità.

Nel caso di sola remunerazione tramite MSD, questa è assunta pari ai livelli di prezzo (*pay-as-bid*) più elevati che si sono realizzati per i servizi sul MSD/MB nell'ultimo periodo (periodo di osservazione: 1 agosto 2016-31 luglio 2017). Inoltre si assume che l'offerta cada in un intervallo qualsiasi del giorno oggetto della contrattazione e che tutta la quantità selezionata sia attivata. Se invece si applica anche una remunerazione sulla capacità, si prende come riferimento il meccanismo predisposto da Terna ai sensi della deliberazione n. 300/2017 per i progetti pilota di partecipazione della domanda ai servizi sul MSD [3]. Tale meccanismo prevede una remunerazio-

ne del servizio secondo una componente fissa ed una variabile. La prima è fissata ad un valore in asta al ribasso a partire da 30.000 €/MWh/anno e prevede che l'unità di consumo offra modulazione a salire per almeno 3 ore nel periodo tra le 14:00 e le 20:00⁷. La remunerazione variabile si ottiene ogni volta che l'offerta di modulazione della domanda è selezionata sul mercato MB. Per le unità che beneficiano della remunerazione in capacità l'offerta ha un limite (*strike price*) di 400 €/MWh.

Calcolo della remunerazione

In particolare, utilizzando la procedura di simulazione descritta nel Capitolo 3, per ciascun quarto d'ora del periodo annuale di osservazione considerato, si assume che l'unità di consumo presenti un'offerta a prezzo definito; l'offerta si considera accettata quando il prezzo offerto risulta inferiore al prezzo massimo realmente accettato sul mercato in quel quarto d'ora. Inoltre, concordemente con le assunzioni di erogazione del servizio (una sola chiamata al giorno), si assume che il servizio venga attivato nel primo quarto d'ora di accettazione nella fascia oraria di interesse nella giornata e che duri per i quarti d'ora contigui al primo nei quali l'offerta è accettata.

Il valore netto associato alla riduzione di 1 MW di prelievo è quindi determinato come differenza fra il ricavo per il servizio (prezzo offerto $\times$ 1 MWh / 4 in ogni quarto d'ora di accettazione) e il prezzo unico nazionale PUN, in accordo con il Regolamento Terna per la partecipazione delle UVAC sul MSD. Tale valore netto è indicato qui di seguito come ricavo (etichettato nelle figure come "profitto")⁸.

Scenari Considerati

Considerando le ipotesi di remunerazione del servizio di cui sopra, vengono di seguito esaminati due casi di studio, che si differenziano per modalità di offerta e remunerazione del servizio:

- **Scenario 1:** l'unità di consumo presenta offerte nelle 24 ore dichiarandosi disponibile ad una sola riduzione di prelievo al giorno⁹, per una durata non superiore a X ore. Essa beneficia solo della remunerazione variabile ogni volta che l'offerta viene selezionata sul MB¹⁰.
- **Scenario 2:** l'unità di consumo presenta offerta nel periodo tra le 14:00 e le 20:00 di ogni giorno dichiarandosi disponibile ad una sola riduzione di prelievo al giorno, per una durata non superiore a X ore. Oltre alla remunerazione variabile ogni volta che l'offerta viene selezionata sul MB, l'unità di consumo beneficia anche della remunerazione in capacità.

Le simulazioni sono state condotte per valori di X=1,2,3 e 4 ore allo scopo di poter effettuare un'analisi di sensitività. Tuttavia, occorre ricordare che il regolamento di Terna per i progetti pilota impone il vincolo di almeno 3 ore di servizio; perciò le condizioni previste per i progetti pilota sono interceltate nello "Scenario 2" sulle curve per valori di durata massima X=3,4.

⁷ Il premio si raddoppia se l'offerta è fatta per 6 ore.

⁸ "Regolamento recante le modalità per la creazione, qualificazione e gestione di unità virtuali di consumo abilitate al mercato dei servizi di dispacciamento - regolamento MSD".

⁹ Questa modalità di offerta, pur non essendo congruente con le attuali regole del mercato, consente di esplorare le potenzialità del sistema.

¹⁰ Dal punto di vista pratico, ciò significa che, dopo la prima selezione, è necessario modificare le offerte mettendo a zero la quantità.

8.2.2 Risultati dell'analisi

Stima del ricavo annuo, numero chiamate e relativa durata totale derivanti da transazioni su MSD

Con riferimento alle fasce orarie relative ai due casi di studio, si valuta innanzitutto il valore netto della transazione derivante dalla riduzione di 1 MW di prelievo usando i dati storici dei prezzi di offerta accettati sul MSD/MB per la zona NORD e i dati storici di prezzo unico nazionale (PUN) presentati al Capitolo 3.

Ripetendo il calcolo per diversi valori del prezzo di offerta sull'intero anno considerato e assumendo diversi valori di durata massima dell'erogazione del servizio (da 1 a 4 ore), si ottengono le curve di Figura 8.1 e Figura 8.2 relative alle fasce orarie dello Scenario 1 e dello Scenario 2 rispettivamente. Inoltre, si sono calcolate, per ciascun valore del prezzo di offerta, il numero delle chiamate (Figura 8.3 e Figura 8.4) e la relativa durata (in ore) complessiva (Figura 8.5 e Figura 8.6) sul periodo considerato.

I risultati mostrano che i prezzi di offerta più profittevoli cadono nell'intervallo compreso tra 150 e 500 €/MWh (punti di massimo in corrispondenza di offerte a 350 e 450 €/MWh) per lo "Scenario 1" e nell'intervallo compreso tra 70 e 450 €/MWh (punti di massimo in corrispondenza di offerte a 80 e 350 €/MWh) per lo "Scenario 2". Si ricorda che per la fascia oraria dello "Scenario 2" il prezzo limite è di 400 €/MWh (*strike price*).

In corrispondenza degli intervalli di prezzo di cui sopra si osserva un numero di chiamate di $120 \div 320$ (Scenario 1) e $20 \div 350$ (Scenario 2), a cui corrisponde una durata complessiva che va:

- Scenario 1: da un minimo di 70 ore fino ad un massimo compreso fra 150 ore e 190 ore circa
- Scenario 2: da un minimo di 10 ore fino ad un massimo compreso fra 310 e 880 ore (ad un massimo compreso fra 730 e 880 ore per le durate massime previste per i progetti pilota).

I valori di prezzo di offerta più profittevoli sono i seguenti:

- Scenario 1: prezzo₁=350 €/MWh, cui corrispondono 275 chiamate annue, con durata media dell'interruzione al massimo di mezzora; prezzo₂=450 €/MWh, cui corrispondono 170 chiamate con durata media attorno alla mezzora. In corrispondenza delle quattro durate massime, la durata totale delle chiamate è simile e il numero totale di chiamate è identico, perciò la durata media delle chiamate è abbastanza simile.
- Scenario 2: prezzo₃=80 €/MWh, cui corrispondono 350 chiamate annue con durata media dell'interruzione che è variabile con la durata massima delle chiamate: poco meno di 1 ora (durata massima 1 ora), 1,3 ore (durata massima 2 ore), poco più di 1,7 ore (durata massima di 3 ore) e poco più di 2 ore (durata massima 4 ore); prezzo₄=350 €/MWh, cui corrispondono 50 chiamate annue con durata media dell'interruzione variabile tra circa mezzora e un'ora, a seconda della durata massima per chiamata (1,2,3 e 4 ore).

Figura 8.1
Scenario 1: Ricavo per attivazione del servizio in funzione del prezzo di offerta su MSD/MB.

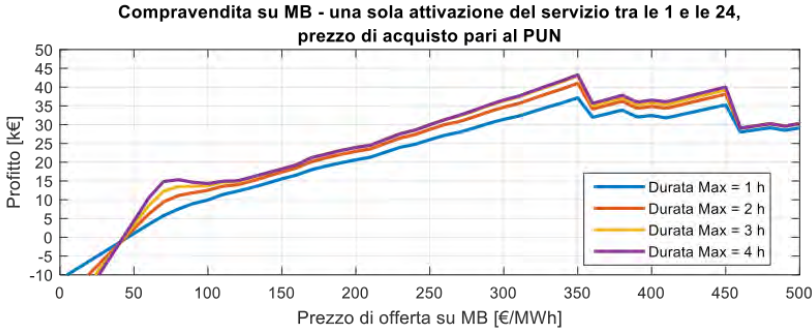


Figura 8.2
Scenario 2: Ricavo per attivazione del servizio in funzione del prezzo di offerta su MSD/MB.

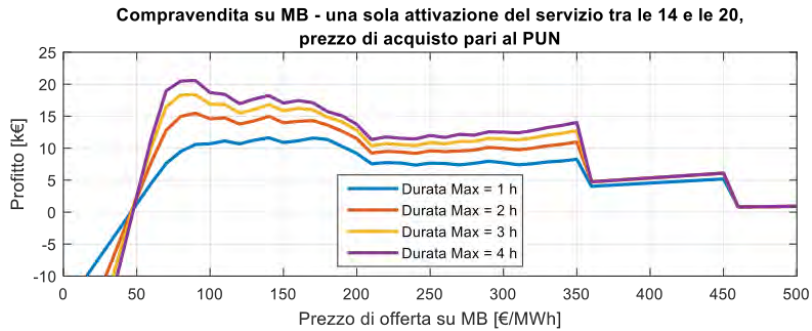


Figura 8.3
Numero di chiamate per attivazione del servizio in funzione del prezzo di offerta su MSD/MB.

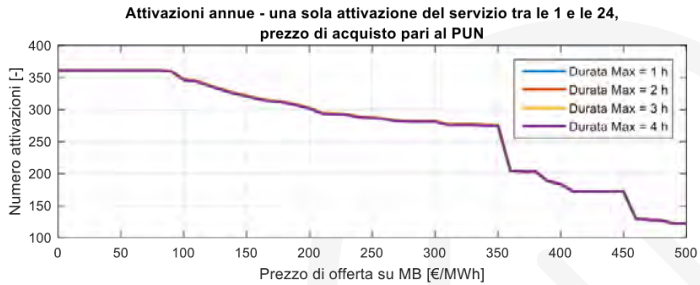


Figura 8.4

Scenario 1: Scenario 2: Numero delle chiamate per attivazione del servizio in funzione del prezzo di offerta su MSD/MB.

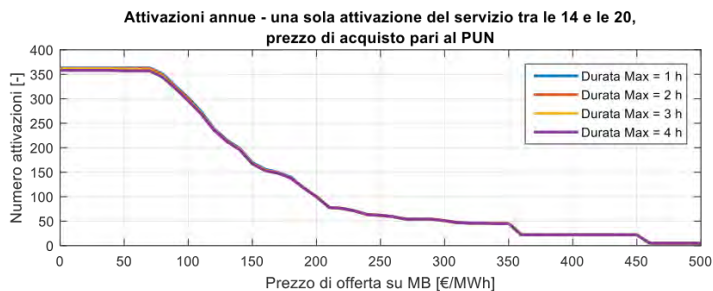


Figura 8.5

Scenario 1: Durata del servizio in funzione del prezzo di offerta su MSD/MB (una sola attivazione al giorno nella fascia oraria indicata).

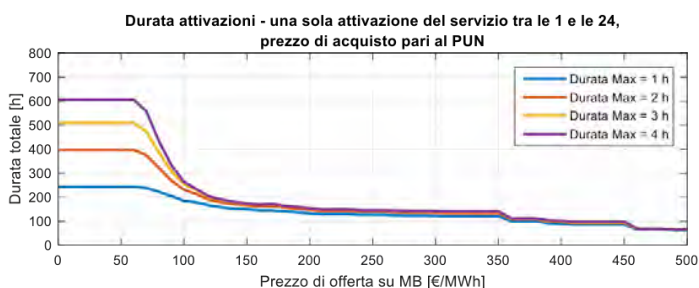
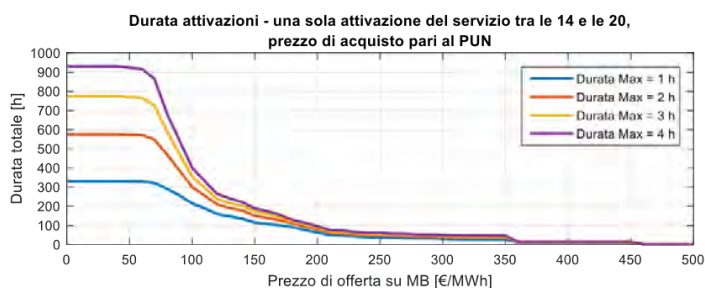


Figura 8.6

Scenario 2: Durata del servizio in funzione del prezzo di offerta su MSD/MB (una sola attivazione al giorno nella fascia oraria indicata).



Stima del periodo di rientro dall'investimento

In corrispondenza dei prezzi di maggiore profittabilità sul MSD/MB si valuta la convenienza economica di utilizzo degli accumulatori o dei gruppi elettrogeni per alimentare il carico all'interno della SRB, in sostituzione dell'alimentazione prelevata dalla rete.

La valutazione è condotta considerando le seguenti voci economiche:

- Ricavo da compravendita dell'energia sul MSD/MB (R_1);
- Ricavo da remunerazione della capacità (R_2);
- Costo di adeguamento ICT (C_1);
- Costo di adeguamento impianto (C_2);
- Costi operativi (C_3) associati all'adeguamento ICT e all'adeguamento di impianto;
- Costo associato all'energia aggiuntiva prelevata dalla rete per effetto delle perdite nel sistema accumulatore + Stazione Energia, durante la fase di ripristino dello stato di carica (C_4);
- Costo del combustibile (C_5);
- Costo del degrado degli accumulatori per utilizzo su MSD/MB (C_6);
- Quota trasferita al trader o BSP (C_7).

La quota C_7 è fissata pari al 10% sul ricavo da compravendita sul MSD/MB. Il periodo di rientro dell'investimento (metodo semplificato del Pay-Back Period-PBP) è quindi:

- accumulatori: $PBP = (C_1 + C_2) / (R_1 + R_2 - C_3 - C_4 - C_6 - C_7)$;
- gruppi elettrogeni: $PBP = (C_1 + C_2) / (R_1 + R_2 - C_3 - C_5 - C_7)$.

La componente R_2 va considerata solo per lo "Scenario 2" in cui si prevede anche la quota di remunerazione della capacità.

In corrispondenza delle fasce di prezzo più profittevoli in Figura 8.7 si riportano i valori di PBP relativi al caso "Scenario 1" e in Figura 8.8 quelli relativi allo "Scenario 2".

Figura 8.7

Valori di PBP nelle fasce orarie nello "Scenario 1" in funzione del prezzo di offerta su MSD/MB: (a) impiego accumulatori, (b) impiego gruppi elettrogeni.

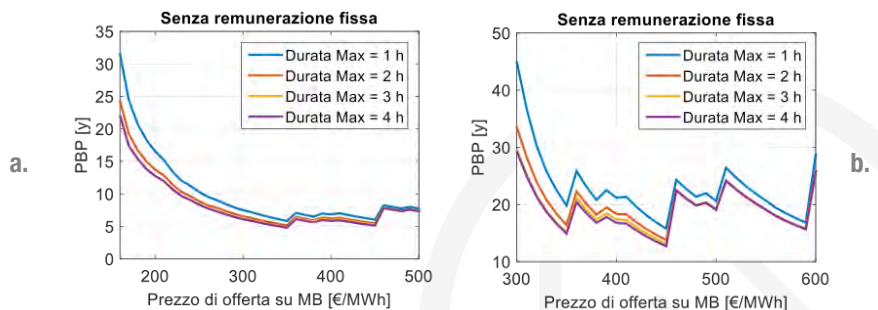
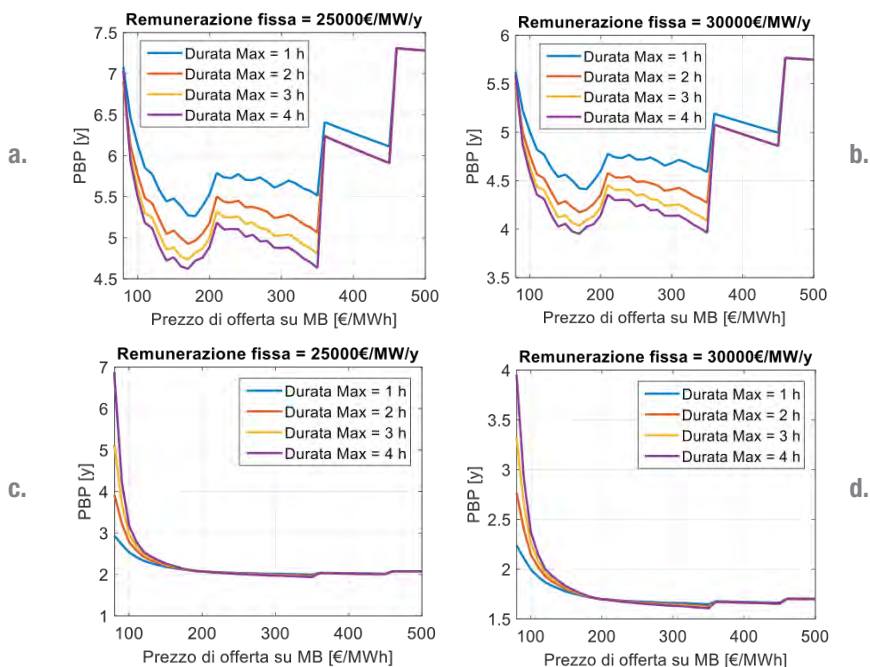


Figura 8.8

Valori di PBP nelle fasce orarie nello “Scenario 2” in funzione del prezzo di offerta su MSD/MB: (a)-(b) impiego accumulatori, (c)-(d) impiego gruppi elettrogeni.



Nello “Scenario 1” risulta che, in corrispondenza dei prezzi più remunerativi sopra individuati (350 €/MWh e 450 €/MWh), il PBP è compreso tra 5 e 7 anni nel caso di accumulatori e nell’intervallo di 15-25 anni nel caso di gruppi elettrogeni.

Nello “Scenario 2”, e più precisamente per le durate massime previste per i progetti pilota Terna (X=3 e X=4 ore), risulta che, in corrispondenza dei prezzi più remunerativi sopra individuati (80 €/MWh e 350 €/MWh), il PBP è intorno ai 5,5-7 anni (per 80 €/MWh) e ai 4,5-6,5 anni (per 350 €/MWh) nel caso di accumulatori; con i gruppi elettrogeni si ottengono degli intervalli 3,4-7 anni (per 80 €/MWh) e 1,6-2 anni (350 €/MWh). Rispetto allo “Scenario 1), i valori più contenuti si ottengono proprio per effetto della remunerazione in capacità.

8.3 Sorgenti di flessibilità in un Data Center

L’esempio prende in considerazione la possibilità di sfruttare un sito di consumo terziario, adibito a Data Center (come descritto nel Capitolo 5), dotato di sistemi di accumulo (*Uninterruptible Power Supply* - UPS) e Gruppi Elettrogeni (GE), allo scopo di offrire un servizio di riserva terziaria a salire e bilanciamento sul MSD.

La strategia usata, come nell'esempio precedente, consiste in un meccanismo di slittamento dei prelievi che viene effettuato non già riducendo, o addirittura bloccando, i processi produttivi di sito, ma andando ad alimentare il carico locale attraverso degli accumulatori (incorporati negli UPS) installati a valle del (*Point Of Delivery* – PoD). Il servizio sarà quindi offerto diminuendo il prelievo dalla rete quando richiesto, e spostando, di fatto, tale prelievo ad un altro intervallo temporale col fine di ricaricare gli accumulatori stessi (oppure annullandolo mediante i GE). L'ipotesi di partenza, per quanto attiene agli UPS, non è più quindi quella di utilizzare un asset già esistente per fornire attraverso esso un servizio, aumentandone il valore economico e diminuendone presumibilmente la vita utile, ma è quella invece di installare ad hoc delle batterie (sistemi di accumulo, SdA) al fine di fornire, oltre alla funzione di UPS, i servizi ausiliari a supporto della rete elettrica. Per quanto attiene, invece, ai sistemi di generazione di emergenza (gruppo elettrogeni), anche in questo esempio si ipotizza di sfruttare gli asset già esistenti presso il Data Center, congruentemente con la realtà impiantistica riscontrabile in campo. Per i GE, si ipotizza soltanto di modificare la modalità operativa con cui i gruppi elettrogeni vengono gestiti, sfruttandoli in maniera marginale, e combinandone l'uso con quello dei sistemi di accumulo per le sole occorrenze di sfruttamento prolungato delle risorse locali (UPS).

8.3.1 Ipotesi iniziali e scenario di partenza

Casi studio

In maniera congrua con quanto previsto dal progetto pilota di Terna riguardante le UVAC, il quale introduce la possibilità di ricevere un pagamento a fronte di una certa capacità resa disponibile da parte di un utente abilitato (coerentemente con le indicazioni fornite nel *Clean Energy Package* a livello comunitario, con particolare riferimento al regolamento del Parlamento e del Consiglio Europeo circa la regolazione dei mercati interni dell'elettricità COM(2016) 861, Art. 10 e seguenti, e del *Balancing Code*), nel presente esempio si sono ipotizzati due differenti meccanismi di remunerazione, che danno luogo a tre diversi scenari applicativi.

- SCENARIO 1: il servizio non viene remunerato con alcun pagamento in capacità, ma solo in energia. In questo caso si avrà la possibilità di gestire liberamente le offerte sul MSD, senza nessun tipo di obbligo di offerta; tuttavia sarà necessario rispettare le tempistiche di mercato, andando a presentare delle offerte il più vicino possibile al tempo di consegna, nella “quasi” certezza di poter operare in modo coerente con le offerte presentate, anche considerando i limiti tecnici dell'impianto, in particolare quello che riguarda lo stato di carica della batteria.
- SCENARIO 2: il servizio viene remunerato sia attraverso un pagamento per la capacità che in energia. In questo caso il pagamento in capacità implica un obbligo di offerta nelle sei ore comprese tra le

14:00 e le 20:00 dei giorni feriali, come previsto anche dal progetto pilota UVAC; il premio previsto ad una capacità garantita per almeno tre delle sei ore appartenenti all'intervallo sopra indicato è di 30 k€/MW/anno. Tale premio scende a zero nel caso in cui non si rispetti tale valore minimo.

- SCENARIO 3: il servizio viene remunerato sia attraverso un pagamento per la capacità che in energia; come variante rispetto allo Scenario 2, prevedendo la possibilità di utilizzare i gruppi di emergenza secondo la logica di ampliare a sei ore l'intervallo di offerta, conseguendo un premio di 60 k€/MW/anno, e alleviando il dimensionamento in energia dei sistemi di accumulo.

A partire dalla distinzione necessaria tra i tre differenti Scenari presi in esame, è possibile procedere con la definizione delle altre ipotesi di partenza.

Comportamento delle sorgenti

Le caratteristiche del SdA sono definite con riferimento a quanto dichiarato dall'UdD nel "registro unità di produzione – RUP" dinamico; questo significa che, nel garantire che l'impianto possa fornire per tre ore consecutive la sua potenza nominale, la capacità del SdA dovrà tenere in considerazione il rendimento dell'impianto al fine di rispettare quanto dichiarato. Quindi, la batteria sarà generalmente sovradimensionata, in termini di capacità nominale, rispetto alla capacità dichiarata (si veda Figura 8.9 che riporta la variazione dello *State of Charge* - SoC in un frammento temporale al fine di apprezzarne l'andamento qualitativo e i limiti operativi).

Dovendo fornire esclusivamente un servizio a salire, lo stato di carica di riferimento per il SdA è considerato pari al 100%. Ogni qual volta sarà possibile, nel rispetto della regolazione relativa al mercato elettrico, il SdA scambierà energia al fine di riportare il valore del proprio SoC al 100% ed essere quindi pronto a garantire il servizio a salire sul MSD.

Il numero dei cicli di vita utili del SdA è considerato pari a 5.000. In particolare si definisce ciclo di vita utile una movimentazione di energia che varia lo stato di carica del SdA di una quantità pari all'energia nominale della batteria stessa. Inoltre è necessario specificare che non si tengono in considerazione eventuali variazioni della vita utile dell'impianto legate alla modalità di utilizzo del SdA, ed in particolare *Depth of Discharge* - DoD realizzato in ciascuna movimentazione. Ciò nonostante, è semplice stabilire che, fissata P_n la potenza nominale e C_r il C-rate dell'impianto, le movimentazioni saranno eseguite sempre con un DoD pari a P_n/C_r , a meno dei rendimenti di carica e scarica. Questo in conseguenza delle modalità di accettazione delle offerte che nella simulazione effettuata non prevedono alcuna accettazione parziale delle quantità offerte sul mercato. Si è immaginato di utilizzare una batteria del tipo Lithium-Ion, con un costo considerato pari a 500 €/kWh¹¹. Tale costo risulta essere in linea con quanto riscontrato in letteratura e presso le aziende produttrici per il tipo di SdA preso in considerazione.

Servizio offerto e remunerazione

Il servizio a salire sul MSD viene fornito attraverso offerte gradino (GR), presentate in tempo reale anche su MB in quanto quest'ultimo garantisce la massima prossimità al tempo di consegna e quindi la minore incertezza

¹¹ Per semplicità, si considera il costo dipendente solo dalla capacità delle batterie.

rispetto alla realizzabilità (o meno) delle offerte presentate.

I prezzi di riferimento per valutare l'operatività del SdA sono i prezzi registrati nella zona NORD per le offerte a salire di riserva terziaria. In particolare, quando il valore dell'offerta presentata è inferiore al prezzo massimo effettivamente registrato su MSD nell'ora considerata, l'offerta si considera accettata; se al contrario il prezzo massimo registrato nell'ora presa in esame è inferiore al valore dell'offerta presentata, quest'ultima si considera come rifiutata. Questo meccanismo è coerente con il principio di merito economico sul quale si basano, generalmente, le operazioni condotte da Terna sul MSD.

Figura 8.9

Andamento del SoC degli UPS – esempio riferito ad una settimana



Consistenza degli impianti interessati al servizio

Il SdA utilizzato nell'analisi è definito da una potenza nominale (P_n) pari a 1 MW: tale valore, come già detto, è il valore della potenza resa disponibile e dichiarata ai fini di MSD in maniera vincolante. Coerentemente con quanto richiesto nel progetto pilota UVAC in termini di durata del servizio, le ore equivalenti vengono fissate ad un valore pari a tre, con un'energia nominale che è quindi pari a 3 MWh, successivamente modificata in base al valore del rendimento definito per la batteria presa in considerazione. I rendimenti di carica e di scarica sono posti pari a 90%.

La metodologia utilizzata per la simulazione è quella che segue.

- Per ciascuna ora in cui il SdA è in grado di garantire una disponibilità e una realizzabilità del servizio certe, e coerentemente con le tempistiche delle varie sessioni di mercato, viene presentata un'offerta per il servizio a salire.
- Il valore dell'offerta presentata (cioè il prezzo associato ai MWh offerti sul MSD) è fisso nell'arco di ciascuna simulazione, la quale procede con un'analisi annuale, proiettando i calcoli successivamente sulla vita utile dell'impianto (per esempio, 10 anni).
- Vengono effettuate sei diverse simulazioni per ciascun scenario, con un valore di offerta pari a 150-200-250-300-350-400 €/MWh, rispettando quindi il ceiling imposto dal progetto pilota UVAC.
- Come illustrato in precedenza, nel momento in cui il prezzo massimo orario registrato sul MSD per le offerte di riserva terziaria a salire accettate è superiore al valore dell'offerta presentata, tale offerta si con-

¹² Questo tipo di assunzione è immaginabile solo nel breve periodo in presenza di un numero limitato di punti di prelievo inseriti all'interno dell'UVAC. In futuro, con maggiore presenza di UVAC, i BRP introdurranno criteri diversi per la definizione dei programmi di prelievo anche sulla base della presenza di UVAC.

- sidera accettata, e quindi ad essa corrisponde una movimentazione nella direzione richiesta ed una remunerazione al valore dell'offerta presentata dell'energia immessa in rete.
- Nelle ore in cui non viene presentata alcuna offerta, oppure nelle ore in cui l'offerta presentata non viene accettata, qualora lo stato di carica del SdA non fosse già pari al 100%, si procede a movimentare energia caricando il SdA tramite un prelievo dalla rete. Tale movimentazione non genera alcun tipo di sbilanciamento poiché l'energia elettrica viene prelevata da un PoD che è associato a un'unità di consumo e che quindi è solitamente assoggettato ad un contratto di prelievo stipulato con un trader che non prevede alcun meccanismo esplicito di compensazione economica per gli sbilanciamenti, nonché nessun tipo di dichiarazione riguardante la definizione di un programma di prelievo dell'energia dalla rete. Questo meccanismo permette di agire in tempo reale per la ricarica del SdA, aumentandone la disponibilità senza alcun tipo di costo aggiuntivo¹².
 - Nel calcolo dei flussi monetari, coerentemente con il progetto pilota UVAC, si considera, nel momento in cui viene effettuato il servizio a salire con SdA, il pagamento, al trader da cui si acquista l'energia, di una quota pari al PUN moltiplicato per la quantità offerta a salire. Nel caso di impiego dei GE, oltre alla quota da restituire al trader, si assume un costo pari alla differenza tra il costo di generazione (250 €/MWh) e il costo di acquisto da rete (PUN + oneri + costi di rete + imposte).

Calcolo dei KPI economici e stima del tempo di rientro dell'investimento

La valutazione dei principali parametri economici è stata condotta considerando le seguenti voci:

- Ricavo da compravendita dell'energia sul MSD (R_1);
- Ricavo da remunerazione della capacità (quando presente) (R_2);
- Costo di adeguamento ICT (C_1), posto pari a zero essendo la risorsa concentrata in un solo sito e non distribuita;
- Costo di adeguamento impianto (C_2), consistente nel costo di investimento per le batterie (1,66 M€ per 3,3 MWh) e delle infrastrutture di controllo del sito (quest'ultimo pari a circa 10.000 €);
- Costi operativi (C_3) associati all'adeguamento ICT e all'adeguamento di impianto (circa 2.000 €/anno);
- Costo associato all'energia addizionale prelevata dalla rete per effetto delle perdite del SdA e quota restituita a titolo di rimborso al trader responsabile del servizio di fornitura di energia elettrica per il carico in questione (C_4).
- Costo del combustibile (C_5);
- Quota trasferita al trader (C_6) pari al 10% dei ricavi da MSD.

Il periodo di rientro dell'investimento (metodo semplificato del *Pay-Back Period* - PBP) è quindi:

$$PBP = \frac{C_1 + C_2}{R_1 + R_2 - C_3 - C_4 - C_5 - C_6}$$

La componente R2 va considerata solo per lo Scenario 1 e lo Scenario 2, in cui si prevede anche la quota di remunerazione della capacità; la componente C5 va considerata solo per lo Scenario 3, in cui si prevede l'uso dei GE per limitare il dimensionamento delle batterie.

8.3.2 Risultati delle simulazioni

8.3.2.1

SCENARIO 1: nessun pagamento in capacità previsto.

In questo scenario non si prevede alcun pagamento in capacità, di conseguenza l'intero utile deriva da contrattazioni a mercato in termini di energia (€/MWh) in vendita (MSD) e in acquisto (MGP).

Al PBP, come parametro economico chiave considerato, si aggiunge il Valore Attuale Netto (VAN), calcolato su 10 anni, con un tasso di inflazione dell'1%; il VAN è posto pari a zero nel caso in cui gli anni di vita utile stimati per il SdA siano inferiori a 10.

Come illustrato in Tabella 8.1, si osserva che l'offerta al valore dello strike price (400 €/MWh) risulta non conveniente, poiché il SdA rimane ampiamente sottoutilizzato, il che porta ad avere un PBP non compatibile con iniziative di investimento.

Tabella 8.1
Risultati delle simulazioni nello Scenario 1.

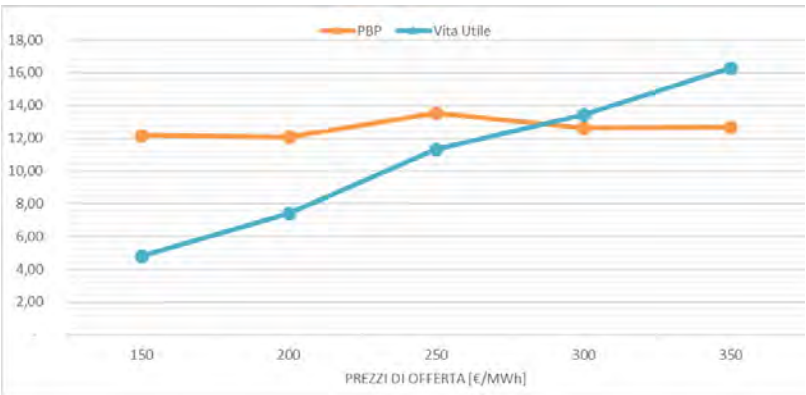
OF	PBP	Vita Utile	VAN	UTILE	MWh MSD	MSDup>offerta	presentate	effettive	equivalenti
150	12,18	4,81	-	137.690	1.560	3.401	4.507	1.560	3.467
200	12,07	7,40	-	138.898	1.014	2.036	4.950	1.020	2.253
250	13,53	11,33	-	502.996	123.919	662	5.148	665	1.471
300	12,62	13,43	-	418.383	132.852	558	5.198	561	1.241
350	12,66	16,29	-	422.269	132.442	460	5.262	463	1.023
400	34,16	50,68	-	1.211.773	49.084	148	5.420	148	329

Il PBP rimane pressoché invariato al variare del valore di offerta quando essa spazia da 350 €/MWh a 150 €/MWh: ciò significa che un incremento nel valore dell'energia commercializzata viene compensato da una diminuzione in termini di quantità di energia scambiata. Insieme alla quantità di energia scambiata, all'aumentare del valore dell'offerta presentata sul mercato, diminuisce anche il numero di ore lavorate, sia in termini di ore in cui viene erogato il servizio a salire, sia in termini di ore equivalenti totali di lavoro per il SdA (le quali considerano anche l'energia movimentata per la fase di carica della batteria).

Gli anni di vita diminuiscono velocemente al diminuire del valore dell'offerta presentata, e risultano essere minori del PBP per valori inferiori a 250 €/MWh. La percentuale di ore sfruttate, tra quelle in cui il prezzo massimo a salire è maggiore del valore di offerta presentata, è intorno al 50% in ciascuna simulazione (vedere colonna "effettive" e "MSDup>offerta"), a significare che i limiti tecnici di disponibilità dell'impianto (soprattutto per quanto riguarda la gestione del SoC), insieme alla necessità di rispettare

le tempistiche di mercato, incidono sulle operazioni del SdA sul MSD. Nel seguito vengono presentati alcuni diagrammi che permettono di visualizzare in forma grafica i risultati ottenuti.

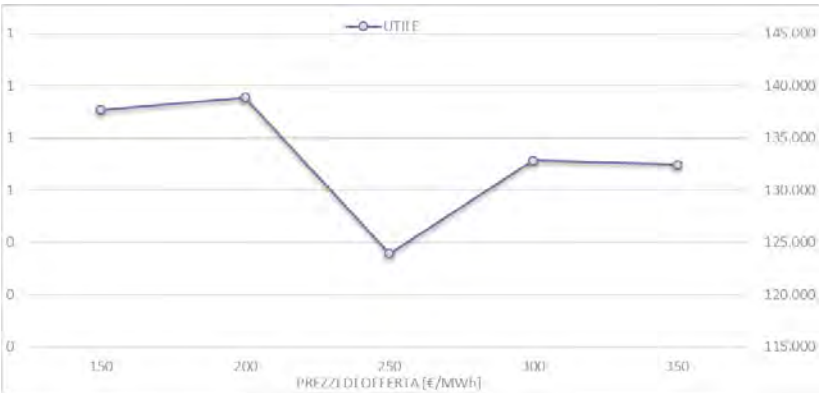
Figura 8.10
PBP e durata di vita del sistema di accumulo



In Figura 8.10 è possibile osservare la relazione tra PBP ed anni di vita attesi per l'impianto per differenti valori dell'offerta presentata a mercato. Come già sottolineato, si osserva che mentre il PBP rimane costante, gli anni di vita diminuiscono velocemente al diminuire del valore dell'offerta presentata.

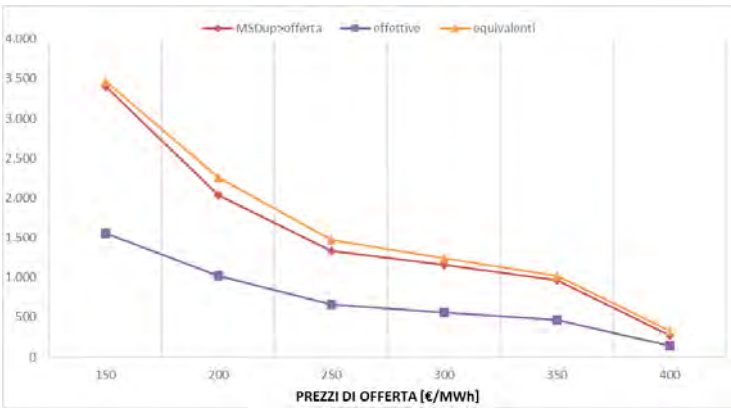
In Figura 8.11 si osserva che l'utile operativo (numeratore nella formula del PBP) massimo, pari a circa 139 k€/anno, si raggiunge per valori di offerta intorno a 200 €/MWh; questo permette di avere un PBP intorno ai 12 anni. A fronte di ciò, gli anni di vita attesi sono inferiori al PBP, il che implica la necessità di sostituire il SdA prima che l'investimento si ripaghi, rendendo quindi lo stesso fortemente antieconomico.

Figura 8.11
Utile operativo da partecipazione a MSD



In Figura 8.12 è presentata la relazione tra le ore effettive in cui viene erogato il servizio (“effettive”), le ore equivalenti di lavoro dell’impianto (“equivalenti”, che come spiegato in precedenza comprendono tutte le movimentazioni sia in fase di scarica che in fase di carica) e le ore opportunità in cui il valore dell’offerta presentata è inferiore al prezzo massimo accettato sul mercato (“MSDup>offerta”).

Figura 8.12
Relazione tra ore effettive di servizio, ore equivalenti e ore opportunità (MSDup > offerta)



8.3.2.2
SCENARIO 2: previsto pagamento in capacità.

Come illustrato in Tabella 8.2, nello Scenario 2 l’azione di mercato è in parte influenzata dall’obbligo di offerta nell’intervallo indicato, a fronte di un premio che vale 30 k€/anno; come risultato, le ore di lavoro rispetto allo Scenario 1 diminuiscono.

Tabella 8.2
Risultati delle simulazioni per lo Scenario 2.

OF	PBP	Vita Utile	VAN	UTILE	MWh MSD	MSDup>offerta	presentate	Effettive	equivalenti
150	10,04	4,90	-	165.949	1.531	3.401	5.043	1.545	3.404
200	10,06	7,63	-	165.632	983	2.036	5.277	988	2.185
250	10,99	11,63	- 230.444	151.639	644	1.335	5.429	645	1.432
300	10,53	14,04	- 168.015	158.230	534	1.160	5.459	534	1.187
350	10,71	17,36	- 192.452	155.650	432	961	5.499	432	960
400	22,54	59,06	- 966.403	73.935	127	273	5.611	127	282

La Tabella 8.3 presenta un confronto tra lo Scenario 1 e lo Scenario 2. Si osserva un miglioramento delle performance relative ai principali KPI economici, grazie alla remunerazione prevista per la capacità resa disponibile sul mercato; è presente una riduzione dell’utile derivante dal mercato, ma un aumento di quello totale, sempre grazie al pagamento per la capacità. L’obbligo di offerta, a fronte di un pagamento in capacità, riduce le ore

di erogazione del servizio a salire sul MSD, e di conseguenza anche le movimentazioni totali che interessano il sistema di accumulo, espresse per mezzo delle ore equivalenti annue di lavoro del SdA. D'altra parte, l'obbligo di offerta aumenta il numero di ore in cui si presenta un'offerta sul mercato; in particolare, la remunerazione per la capacità, prevedendo un obbligo di offerta in un determinato intervallo temporale, aumenta l'attività di mercato nell'intervallo temporale specifico, e riduce in maniera corrispondente l'attività al di fuori dello stesso intervallo, al fine di ottenere una condizione di carica ottimale per vedere riconosciuta la remunerazione della capacità. Il risultato complessivo di questo meccanismo è che il numero totale di ore in cui si presenta un'offerta a mercato aumenta (per effetto della presenza di un intervallo con obbligo di offerta), mentre il numero di ore in cui il servizio viene erogato diminuisce (e così anche lo sfruttamento del SdA). Questo ultimo aspetto suggerisce come l'intervallo temporale indicato per l'obbligo di offerta sia generalmente caratterizzato da prezzi non sufficientemente elevati da giustificare un'attività intensa da parte del SdA.

Tabella 8.3
Scenario 2 rispetto a Scenario 1

OF	PBP	Vita Utile	VAN	UTILE	MWh MSD	presentate	effettive	equivalenti
150	-18%	1,83%	0%	21%	-1,80%	11,89%	-0,96%	-1,80%
200	-17%	3,10%	0%	19%	-3,01%	6,61%	-3,14%	-3,01%
250	-19%	2,66%	54%	22%	-2,59%	5,46%	-3,01%	-2,59%
300	-17%	4,56%	60%	19%	-4,36%	5,02%	-4,81%	-4,36%
350	-15%	6,56%	54%	18%	-6,16%	4,50%	-6,70%	-6,16%
400	-34%	16,54%	20%	51%	-14,19%	3,52%	-14,19%	-14,19%

In generale, anche per lo Scenario 2 i valori dei principali parametri economici non risultano accettabili. L'investimento ha tempi di ritorno molto lunghi, generalmente superiori ai tempi medi definiti a livello industriale (anche se inferiori alla vita utile). Ciò che si può concludere dalle simulazioni effettuate è come sia necessario modificare alcuni vincoli al fine di migliorare le condizioni economiche dell'investimento; tra di essi è possibile individuare la possibilità di stratificare più servizi sullo stesso impianto, la possibilità di avvicinare al tempo di consegna la presentazione delle offerte e la creazione di servizi ausiliari commercializzati sul MSD calibrati su determinate tipologie di impianti al fine di sfruttarne le caratteristiche tecniche a vantaggio del sistema elettrico.

8.3.2.3
SCENARIO 3: pagamento in capacità e sfruttamento GE.

Lo Scenario 3 è costruito come variante rispetto allo Scenario 2, prevedendo quindi ancora un pagamento in capacità conformemente con le regole vigenti (obbligo di offerta nell'intervallo 14-20). Dal punto di vista operativo, tuttavia, si considera la possibilità di affiancare al SdA dei gruppi di emergenza, sfruttandone l'utilizzo al fine di ottenere un aumento della disponibilità dell'UdD all'interno dell'intervallo temporale con obbligo di offerta, passando dalle tre ore di disponibilità

assicurata come da dimensionamento del SdA, alla possibilità di coprire l'intero intervallo di obbligo di sei ore. L'estensione del periodo di disponibilità permette, a fronte di un costo d'investimento nullo, poiché i gruppi di emergenza sono già presenti in sito e la loro nuova funzione non ne comporta un uso particolarmente intensivo, di ottenere un premio in capacità di 60 k€/anno invece che di 30 k€/anno come nello Scenario 2. Inoltre, si devono tenere in conto anche i costi operativi relativi ai gruppi elettrogeni: per questo valore si è ipotizzato di considerare solo il costo del combustibile, in quanto i normali costi di manutenzione sono già sopportati nell'ambito della gestione del Data Center nella prassi comune¹³. Supponendo di avere a disposizione dei gruppi di emergenza in grado di supplire alla indisponibilità del SdA, un'ulteriore considerazione può essere fatta: le occorrenze annue in cui l'intera capacità (che vale tre ore equivalenti) del SdA viene sfruttata sono in realtà molto ridotte. In particolare, con riferimento allo Scenario 2, si è osservato il seguente numero di occorrenze di un utilizzo completo della capacità:

offerte a € 150 -> 216 occorrenze;
 offerte a € 200 -> 125 occorrenze;
 offerte a € 250 -> 80 occorrenze;
 offerte a € 300 -> 68 occorrenze;
 offerte a € 350 -> 57 occorrenze;
 offerte a € 400 -> 7 occorrenze.

¹³ Nella prassi comune, si immagina un il gruppo di emergenza in prova una volta alla settimana per un tempo di funzionamento ridotto.

Di fatto, per i valori di offerta significativi dal punto di vista economico (da 250 € in poi), si nota che lo sfruttamento completo della capacità è richiesto da MSD per meno di 100 episodi all'anno; in tutti i rimanenti episodi, è sufficiente la capacità di 2 ore equivalenti. Sulla base di tale osservazione, si è immaginato di ridurre la capacità del sistema di accumulo a due ore equivalenti; in tal modo diminuisce il costo di investimento in maniera molto significativa.

Tenendo presente le considerazioni fatte nei paragrafi precedenti, lo Scenario 3 si articola quindi in due fasi:

- Scenario 3(a): l'utilizzo dei gruppi di emergenza permette un incremento del pagamento per la capacità disponibile (da 30 k€/anno a 60 k€/anno), mentre il SdA non subisce alcuna modifica;
- Scenario 3(b): contemporaneamente all'aumento del pagamento per la capacità disponibile grazie ai gruppi di emergenza, viene ridotta la taglia del SdA in modo da assicurare due ore equivalenti (invece delle tre precedenti), diminuendo i costi d'investimento e modificando l'attività e i KPI relativi al funzionamento del SdA.

Scenario 3(a)
La Tabella 8.4 presenta i risultati ottenuti per lo Scenario 3(a).

Tabella 8.4
Risultati delle simulazioni nello Scenario 3 (a).

OF	PBP	Vita Utile	VAN	UTILE	di cui con BESS	MWh MSD	MSDup>offerta	presentate	effettive	equivalenti
150	8,91	4,90	-	188.110	135.949	1.737	3.401	5.043	1.545	3.404
200	8,57	7,63	-	195.710	135.632	1.075	2.036	5.277	988	2.185
250	9,20	11,63	49.428	182.245	121.639	681	1.335	5.429	645	1.432
300	8,82	14,04	122.956	190.008	128.231	565	1.160	5.459	534	1.187
350	8,91	17,36	105.650	188.181	125.651	458	961	5.499	432	960
400	16,41	59,06	709.032	102.165	43.935	128	273	5.611	127	282

Si osserva che l'operatività del SdA non subisce variazione di sorta, poiché le caratteristiche dello stesso non variano¹⁴. D'altra parte la possibilità di operare attraverso i gruppi di emergenza, e di aumentare il pagamento ricevuto per la capacità resa disponibile nell'intervallo di obbligo, permette di aumentare l'utile operativo, diminuendo il PBP e aumentando il VAN.

Scenario 3(b)
La Tabella 8.5 mostra i risultati ottenuti per lo Scenario 3(b).

Tabella 8.5
Risultati delle simulazioni nello Scenario 3 (b)

OF	PBP	Vita Utile	VAN	UTILE	di cui con ESS	MWh MSD	MSDup>offerta	presentate	effettive	equivalenti
150	7,36	4,38	-	152.223	102.224	1.452	3.401	4.166	1.151	2.539
200	6,88	6,85	-	162.986	101.167	884	2.036	4.316	734	1.623
250	7,26	10,38	341.246	154.399	91.196	551	1.335	4.409	484	1.071
300	7,01	12,72	394.450	160.016	94.741	451	1.160	4.430	394	873
350	7,01	15,61	393.124	159.876	93.532	367	961	4.449	321	712
400	11,97	49,50	-234.234	93.638	35.174	103	273	4.516	101	224

Ciò che si osserva, a fronte della riduzione della capacità del SdA da tre a due ore equivalenti, è che:

- l'utile operativo diminuisce, poiché si riduce l'utile derivante dalle attività del SdA in misura corrispondente alla riduzione della capacità applicata allo stesso;
- la vita utile del SdA diminuisce lievemente, il che indica uno sfruttamento più intensivo della capacità del SdA, anche a fronte di un numero totale di ore lavorate e di MWh commercializzati sul MSD inferiore rispetto allo Scenario 3(a);
- il PBP diminuisce fortemente, grazie ad una significativa riduzione del costo d'investimento sostenuto per il SdA, che però non induce una diminuzione altrettanto significativa in termini di utile operativo (questo perché l'utile operativo è sostenuto dal pagamento in capacità che rimane costante e garantito).

Come risultato delle precedenti considerazioni, si ottiene che il VAN calcolato su 10 anni aumenta anche se l'utile annuo diminuisce, il che rende

¹⁴ Si osservi che le ultime tre colonne della tabella, relative alle ore di offerta presentata, alle ore effettivamente erogate, e alle ore equivalenti di lavoro riguardano solo il SdA, e non coinvolgono il funzionamento dei gruppi di emergenza.

l'investimento vantaggioso, soprattutto se si considera che per le offerte di maggiore interesse (300-350 €/MWh) al termine dei 10 anni si ha ancora un ampio periodo di vita utile in cui è possibile continuare a sfruttare il SdA.

8.4 Esempio di carico mono-sito: trigenerazione nel settore terziario

Questa sezione presenta i risultati ottenuti dalla valorizzazione della partecipazione a MSD per un impianto di trigenerazione (*Combined Cooling, Heating and Power* - CCHP) a servizio di un'utenza terziaria, quale il campus Bovisa La Masa del Politecnico di Milano, che può essere rappresentativo di grandi realtà adibite ad uso ufficio.

8.4.1 Definizione dei dati di input, dei profili di consumo e delle ipotesi iniziali

Il campus di Bovisa La Masa (cfr Capitolo 5) si trova nella zona nord-ovest della città di Milano. Consiste in un insieme di edifici adibiti ad aule, laboratori e uffici. All'interno del campus è possibile individuare tre diverse aree: una zona centrale (1), una zona settentrionale (2) e una terza zona (3) situata nella parte meridionale del campus. Ai fini dell'analisi presentata qui di seguito, è stata presa in considerazione l'intera serie di edifici, per cui la valutazione dei profili di consumo ha riguardato l'insieme delle tre diverse zone.

Il campus è provvisto di una serie di caldaie, che in futuro serviranno come caldaie ausiliarie e/o di riserva, con un rendimento considerato pari all'85%. Per le pompe di calore esistenti nel Campus, si è assunto cautelativamente un *Coefficient of Performance* - COP pari a 2.

La costruzione dei profili di consumo, relativi al carico termico, elettrico e di raffrescamento, si è basata sui dati storici. Grazie ai dati di misurazione forniti ora per ora, sono stati ricostruiti tutti i profili di consumo per le 8760 ore di un anno tipo. La Figura 8.13 e la Figura 8.14 riportano il carico elettrico e i profili del carico termico (di riscaldamento e di raffrescamento).

Figura 8.13
Profilo di prelievo elettrico

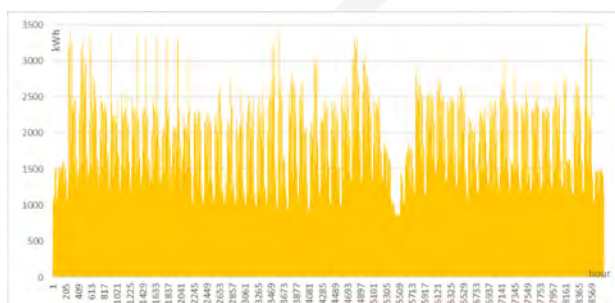
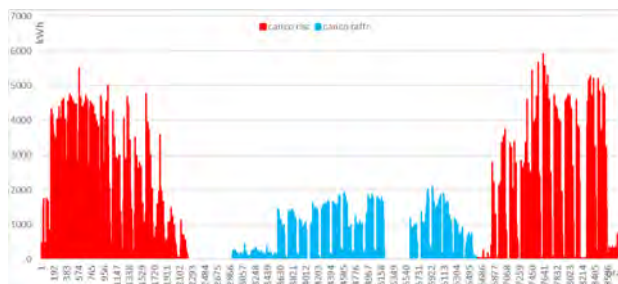


Figura 8.14
Profilo termico caldo (rosso) e freddo (blu)



Nel caso dei profili di carico di una tipica utenza terziaria, come il campus Bovisa La Masa, il fabbisogno termico è interamente concentrato nella stagione invernale, in quanto legato solo al riscaldamento ambiente; lo stesso vale per il fabbisogno di raffrescamento, che viceversa è concentrato nella stagione estiva. Inoltre i profili di consumo sono modellati in base all'attività accademica del campus, ed è possibile vedere che la domanda nel periodo natalizio e nelle settimane centrali di agosto è fortemente ridotta. Un altro aspetto importante da sottolineare, e che distingue le utenze terziarie da quelle industriali, è la natura del carico termico. Diversamente dai casi industriali, dove è presente la necessità di differenziare il fabbisogno di vapore e di acqua calda, per le utenze terziarie tutto il fabbisogno termico è caratterizzato da requisiti di bassa temperatura, in quanto comporta la produzione di acqua calda per il riscaldamento ambiente.

Per quanto riguarda le tariffe del gas naturale (GN), si è considerato un costo per la componente gas della bolletta pari a 26,12 c€/Sm³, al quale vanno aggiunte le voci di costo inerenti ai servizi di rete, alle accise ed alle altre forme di tassazione, con i distinguo necessari tra l'utilizzo del GN nel motore endotermico dell'impianto CCHP oppure nelle caldaie ausiliarie. Per quanto riguarda l'energia elettrica, si è considerata una tariffa trioraria, con costi diversi per la componente energia della bolletta nelle fasce F1, F2 e F3 (rispettivamente, 45,38 , 46,79 , 31,25 €/MWh); a questa voce vanno poi aggiunte le voci di costo riguardanti le perdite, il dispacciamento, i costi di rete, gli oneri di sistema, le accise ed altre forme di tassazione. I costi O&M sostenuti, tenuto conto delle dimensioni degli impianti di cogenerazione considerati, sono fissati a 20 €/h, per un costo annuo complessivo di circa 200 k€/anno. Infine le perdite di rete considerate nel calcolo della bolletta elettrica e dei ricavi MGP sono pari al 3,8%, essendo la connessione POD a livello di MT.

La scelta delle dimensioni della macchina considerata in questo caso studio è stata effettuata sulla base di una procedura di ottimizzazione che ha portato all'individuazione di un impianto di trigenerazione da 2,7 MW¹⁵. La Tabella 8.6 riporta i dati relativi alle spese d'investimento iniziali¹⁶ (anno 0), e quelle di grosse manutenzioni programmate ai 5 e ai 10 anni.

¹⁵ Per la valutazione che segue è stata considerata una macchina di AB Energy S. p. A., in particolare della linea ECOMAX-NG.

¹⁶ Il costo iniziale deriva dal costo della macchina vera e propria (trigeneratore) sommato a costi derivanti da modifiche alla rete TLR e alla rete elettrica esistenti.

Tabella 8.6
Investimento e manutenzioni programmate

SIZE	2.700	kWel
year 0	4.000.000	€
year 5	60.000	€
year 10	200.000	€

La

Tabella 8.7 presenta i principali dati tecnici relativi alle operazioni di funzionamento al 50%, 75% e 100% del carico; i parametri di carico parziale necessari per i calcoli sono stati calcolati attraverso un’interpolazione lineare tra questi valori.

Tabella 8.7
Investimento e manutenzioni programmate

ECOMAX 27	100	75	50	% of Pn
P primary	6.059	4.671	3.283	kW
P electric	2.679	2.007	1.326	kW
P thermal	2.398	1.901	1.359	kW
for HW gen.	1.231	1.089	878	kW
for steam gen.	1.032	913	736	kW
P cooling	1.818	1.454	1.051	kW
η electric	44,22%	42,96%	40,39%	-
η thermal	39,58%	40,71%	41,41%	-
η total	83,79%	83,67%	81,80%	-
NG	632	487	342	Smc/h
COP abs. chill.	70%	70%	70%	-

Al fine di valutare l’impatto della partecipazione ai mercati dell’energia sulla gestione dell’impianto, è necessario fornire come dati di input anche i prezzi di riferimento per il MGP e il MSD. Per quanto riguarda il MGP, i prezzi di riferimento sono prezzi orari ricavati dalla media dei prezzi degli ultimi 3 anni (2014-2016), disponibili sul sito web del GME.

Per quanto riguarda i prezzi di riferimento del MSD, essi sono stati valutati in base all’elaborazione di cui al Capitolo 3.

A titolo di esempio, la Figura 8.15 e la Figura 8.16 riportano graficamente i prezzi di riferimento, derivati dalla procedura illustrata nel Capitolo 3, per il mese di gennaio e luglio sia per il MGP che per il MSD.

Nelle prossime sezioni verranno presentati i risultati ottenuti dall’analisi di ottimizzazione e sarà possibile evidenziare la differenza, in termini economici e tecnici, tra la situazione con e senza l’opportunità di partecipazione al MSD; ciò consentirà di valutare il peso del MSD sui ricavi di un impianto di trigenerazione nel quadro normativo vigente.

Figura 8.15
Andamento prezzi MGP e prezzi di riferimento MSD (mese di gennaio)

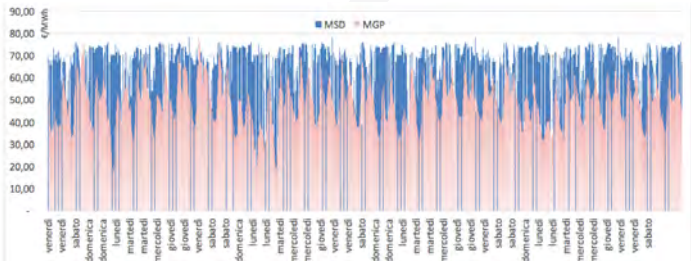
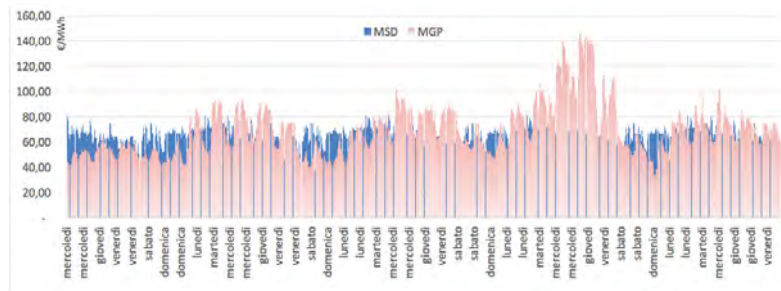


Figura 8.16
Andamento prezzi MGP e prezzi di riferimento MSD (mese di luglio)



8.4.2 Risultati dell'analisi sulle opportunità di mercato (taglia da 2.700 kW_e)

In Tabella 8.8 è possibile osservare come, con una gestione ottimizzata, la maggior parte dell'energia elettrica venduta, sia venduta su MSD, a significare che esso rappresenta un'opportunità di maggiori ricavi per l'impianto rispetto al MGP. L'energia elettrica viene invece prevalentemente venduta su MGP solo nel caso in cui vengano registrati prezzi molto elevati su tale mercato, come nel caso del mese di luglio, in cui le opportunità sul MGP risultano essere molto rilevanti.

Tabella 8.8
Vendita energia su MGP e MSD

	MGP			MSD		
	kWh	€	€/kWh	kWh	€	€/kWh
GENNAIO	24.630	1.494	0,0607	404.758	28.805	0,0712
FEBBRAIO	56.728	3.919	0,0691	340.553	23.682	0,0695
MARZO	61.598	4.481	0,0727	262.798	17.862	0,0680
APRILE	45.800	3.126	0,0683	496.937	33.103	0,0666
MAGGIO	80.129	5.434	0,0678	433.537	28.146	0,0649
GIUGNO	61.382	3.675	0,0599	173.310	10.827	0,0625
LUGLIO	315.465	26.249	0,0832	267.731	18.490	0,0691
AGOSTO	77.673	4.893	0,0630	486.065	32.471	0,0668
SETTEMBRE	22.640	1.527	0,0674	508.274	34.475	0,0678
OTTOBRE	57.312	3.867	0,0675	357.650	23.675	0,0662
NOVEMBRE	192.835	15.585	0,0808	293.974	19.399	0,0660
DICEMBRE	195.859	14.587	0,0745	483.429	32.355	0,0669
TOTALE	1.192.052	88.837	0,0745	4.509.015	303.290	0,0673

La Tabella 8.8 mostra che la quantità di energia elettrica venduta sul MGP è inferiore al 20% del totale, mentre il prezzo medio a cui è stata venduta tale energia è elevato e pari a 74,5 €/MWh; tale prezzo di vendita è stato superiore (ma su quantità nettamente inferiori) anche al prezzo medio di vendita sul MSD, che è stato pari a 67,3 €/MWh.

Le entrate che ne risultano sono di circa 88 k€/anno per MGP e di circa 300 k€/anno per il MSD, per un totale di circa 390 k€/anno; questo numero è molto superiore ai 160 k€/anno calcolati per la situazione in cui la partecipazione a MSD era preclusa. Si può concludere che, pur tenendo in considerazione le ipotesi effettuate e la peculiarità del caso analizzato, la partecipazione al MSD nella zona Nord comporta un aumento dei ricavi da mercato quasi del 150%. Tuttavia, è necessario anche considerare come questa opportunità abbia influenzato il funzionamento della centrale elettrica.

In Tabella 8.9 viene riportato in forma sintetica un quadro comparativo degli scambi energetici interni all'impianto CCHP tra la situazione pre apertura del MSD, quindi in cui la fornitura di un servizio a salire sfruttando l'impianto di trigenerazione è preclusa, e la situazione post apertura del MSD, quindi in cui è possibile fornire servizi a salire sfruttando la generazione di energia elettrica da parte del CCHP.

Tabella 8.9
Quadro degli scambi energetici interni all'impianto CCHP;
comparazione tra la situazione con (MGP+MSD) e con solo MGP.

Eel CHP				Eth CHP			
kWh	MGP+MSD	MGP	%	kWh	MGP+MSD	MGP	%
autoconsumo	13.706.048	13.707.069	0%	autoconsumo	3.288.397	3.267.735	1%
frigo compr	1.352	3.393	-60%	frigo assorb	1.694.977	1.689.146	0%
a mercato	5.701.067	2.593.215	120%	dissipata	12.906.220	10.549.499	22%
TOTALE	19.408.467	16.303.676	19%	TOTALE	17.889.594	15.527.293	15%
CARICO DI RAFFRESCAMENTO				CARICO ELETTRICO			
kWh	MGP+MSD	MGP	%	kWh	MGP+MSD	MGP	%
frigo assorb	1.186.484	1.182.402	0,35%	da CCHP	13.706.048	13.707.069	0%
frigo compr	2.812	6.894	-59%	da rete	51.777	50.756	2%
di cui CCHP	2.703	6.785	-60%				
di cui rete	109	109	0%				
TOTALE	1.189.296	1.189.296		TOTALE	13.757.825	13.757.825	
CARICO TERMICO							
kWh	MGP+MSD	MGP	%				
da CCHP	3.288.397	3.267.735	1%				
da caldaie aux	517.167	538.218	-4%				
TOTALE	3.805.564	3.805.564					

Dai dati presentati si evince che la quantità di energia venduta sui mercati elettrici aumenta molto, passando da 2,6 GWh/anno a 5,7 GWh/anno; la maggior parte dell'energia elettrica è venduta sul MSD, il che significa che il prezzo medio di riferimento rilevato sul MSD è stato superiore a quello rilevato sul MGP.

L'opportunità di coprire il fabbisogno di energia elettrica, a causa dell'elevato prezzo dell'energia pagato in bolletta, viene sempre colta dall'impianto, infatti l'energia elettrica autoconsumata subisce solo in minima parte l'influenza della partecipazione al mercato. Con la possibilità di partecipare al MSD diminuisce la quantità di energia elettrica utilizzata per le pompe di calore a compressione; ciò è legato a due aspetti: l'opportuni-

tà rappresentata dalla valorizzazione dell'energia elettrica sul MSD e dal fatto che è possibile generare freddo mediante gli assorbitori sfruttando il calore prodotto dall'impianto nello stesso momento in cui l'energia elettrica viene venduta sui mercati. L'energia elettrica prodotta dall'impianto è aumentata di circa il 20%.

Per quanto riguarda la gestione dell'energia termica della centrale CHP, l'energia termica complessiva prodotta è aumentata del 15%; tuttavia non ci sono variazioni nella quantità di energia termica autoconsumata, perciò il calore dissipato è aumentato del 2%, il che significa che in certe ore il prezzo dell'energia elettrica sul mercato (in particolare sul MSD) era abbastanza elevato da giustificare l'accensione dell'impianto, anche in assenza di richiesta di calore.

La parte inferiore della Tabella 8.9 si riferisce alla gestione del carico termico. Secondo le considerazioni appena esposte, il carico elettrico non ha subito particolari variazioni, mentre il carico di raffrescamento è stato coperto maggiormente tramite l'utilizzo del refrigeratore ad assorbimento. In particolare è possibile notare come tutte le riduzioni del carico appannaggio delle pompe di calore sono state affidate all'impianto di cogenerazione e non al prelievo della rete. Si può concludere che la partecipazione al MSD ha influenzato in modo coerente la gestione dell'impianto dal punto di vista operativo.

Tabella 8.10
Parametri di esercizio nelle diverse condizioni di partecipazione al mercato.

	MGP+MSD	MGP	%	
PES	16,97	17,49	-3%	%
h equiv	7.245	6.086	19%	h/a
utile mercato	392.127	161.786	142%	€/a
CB	53.079	51.904	2%	€/a
utile	1.151.408	1.118.841	3%	€/a
€ per GN	1.437.799	1.241.736	16%	€/a
€ per EE	135.526	135.392	0%	€/a
PBP	3,54	3,65	-2,8%	a
VAN	14.600.430	14.067.916	4%	€ _{att}

Nella Tabella 8.10 è possibile notare come la partecipazione al MSD abbia aumentato il numero equivalente di ore per l'esercizio dell'impianto di trigenerazione. L'aumento del numero di ore lavorative per l'impianto di trigenerazione ha causato un aumento delle spese legate al GN di quasi 200 k€/anno, che ha parzialmente compensato i maggiori ricavi provenienti dal mercato. Il risultato di questa combinazione è stato un totale di entrate annue che sono passate da 1.207 k€/anno a 1.239 k€/anno, con un incremento del 3%. I parametri economici, grazie all'incremento dei ricavi, sono migliorati, anche se la variazione è stata contenuta. Il PBP e il VAN sono stati calcolati con un tasso d'inflazione del 2% e una durata di vita dell'investimenti di 20 anni.

Alla luce dell'evoluzione che si prevede in futuro, e che è già attualmente in corso, per i prezzi sia sul MGP che sul MSD, si è scelto di valutare, attraverso un'opportuna analisi della sensitività, quanto può incidere una variazione dei prezzi di mercato sull'aumento dell'utile complessivo registrato a fronte di una partecipazione al MSD. In particolare si è osservato che, supponendo una variazione pari al 10% dei valori attuali in senso positivo per i prezzi MSD e negativo per i prezzi MGP (coerentemente con il trend attuale e con una maggiore penetrazione delle fonti rinnovabili in futuro), si registra un aumento del differenziale tra il VAN solo MGP e quello MSD+MGP, che passa da un +4% indicato in Tabella 8.10 a un +9%. Con riferimento all'ipotesi di evoluzione dei prezzi sopra descritta, in Tabella 8.11 vengono riportati i principali parametri che definiscono la gestione dell'impianto di trigenerazione, e che sono confrontabili con quelli di Tabella 8.10.

Tabella 8.11

Principali parametri che definiscono la gestione dell'impianto di trigenerazione.

	MGP+MSD	MGP	%	
PES	16,76	17,52	-4%	%
h equiv	7.966	5.871	36%	h/a
utile mercato	550.536	111.722	393%	€/a
CB	53.570	51.385	4%	€/a
utile	1.186.472	1.102.792	7,6%	€/a
€ per GN	1.559.293	1.205.002	29%	€/a
€ per EE	135.667	135.702	0%	€/a
PBP	3,44	3,70	-7,1%	a
VAN	15.173.771	13.805.484	9,9%	€ _{att}

Di conseguenza è possibile concludere che il miglioramento dei KPI economici indotto dalla partecipazione al MSD è fortemente influenzato dalla variazione dei prezzi di riferimento per il MGP e per il MSD, nonché da aspetti legati alle caratteristiche del carico locale e dei profili di consumo a cui l'impianto è asservito.

Si osserva, infine, che l'elaborazione dei dati dal MSD, descritta nel Capitolo 3, ha permesso di definire un quadro di riferimento per valutare l'impatto del MSD sul funzionamento di dettaglio dell'impianto. Da un punto di vista qualitativo, l'opportunità di partecipare al MSD, potendo aumentare i proventi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica, potrebbe giustificare l'installazione di una centrale con dimensioni maggiori rispetto a quelle ottimali valutate sulla base del carico locale, per sfruttare al meglio questa opportunità. Questa deve essere però considerata alla luce di diversi indicatori, come quelli raccolti nelle tabelle precedenti per il caso della taglia ottimizzata.

8.5 Bibliografia

[1] European Union (EU), Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing (Text with EEA relevance).

[2] International Renewable Energy Agency (IRENA), Electricity storage and renewables: costs and markets to 2030, Report (October 2017). Link: www.irena.org

[3] Terna, Partecipazione della domanda al mercato per il servizio di dispacciamento, 5 Maggio 2017.



cap. 9

CONCLUSIONI

a cura di RSE e Politecnico di Milano

I cambiamenti che si sono verificati nel sistema elettrico negli ultimi anni, destinati anche in futuro a mutarne le modalità di gestione, richiedono di sviluppare nuovi servizi di flessibilità, e anche di garantire che sempre più risorse possano essere impiegate ai fini del servizio di dispacciamento.

Di particolare rilevanza in questa pubblicazione è la domanda: in prospettiva, il carico flessibile potrebbe offrire servizi che attualmente sono, invece, appannaggio delle sole unità di generazione. Infatti, le risorse offerte dai generatori potrebbero essere messe a disposizione, in senso opposto, anche dal carico; in particolare, le movimentazioni a salire corrispondono per le unità di generazione ad un aumento della produzione immessa in rete, mentre per le unità di consumo ad una riduzione del prelievo dalla rete; d'altra parte le movimentazioni a scendere sono realizzate dai generatori con una riduzione della produzione immessa in rete, dai carichi con un aumento del prelievo dalla rete. Ragionando così, si osserva che carico e generazione possono essere complementari su MSD; infatti, mentre le risorse a salire sono più complesse da approvvigionare da parte delle unità di produzione (anche per la necessità di lasciare un margine di capacità non sfruttato, cosa poco realistica per le fonti rinnovabili), la stessa risorsa fornita dal carico (tramite una riduzione dell'energia assorbita dalla rete) è più facilmente ottenibile. Un'osservazione duale vale per la parte a scendere.

Per indagare più in dettaglio, il carico è stato suddiviso in diverse categorie, a seconda della presenza o meno di risorse locali in grado di sostituire o di spostare nel tempo il prelievo dalla rete. I carichi privi di risorse locali, anche osservando le peculiarità del sistema italiano (elevato costo unitario del kilowattora; rilevanza dei costi associati alla potenza contrattuale disponibile), non mostrano una significativa flessibilità, sia nei processi industriali, sia nel settore terziario, sia in quello domestico (in quest'ultimo caso, agli alti costi del kilowattora si aggiunge la natura binomia della tariffa, con un'elevata incidenza della quota associata alla potenza contrattuale).

Nei casi studio sviluppati in questa pubblicazione, si è rivolta l'attenzione ai carichi dotati di sorgenti locali, legate a motivazioni di maggiore affidabilità (UPS, gruppi elettrogeni di emergenza) ovvero di maggiore efficienza del complessivo approvvigionamento energetico (sistemi di cogenerazione): si è approfondita la possibile sinergia tra le funzioni locali già svolte da queste sorgenti e i nuovi servizi di flessibilità richiesti dal sistema elettrico, proprio osservando che molti siti di consumo presentano risorse energetiche locali in grado di fornire servizi preziosi per la gestione in sicurezza della rete.

Gli esempi sviluppati mostrano una scarsa praticabilità economica, qualora si immagini una remunerazione basata esclusivamente sulle movimentazioni in energia; lo scenario è più promettente qualora si consideri un premio in capacità, come previsto nella Delibera 300/17 dell'ARERA. A partire dalle possibilità offerte dai diversi carichi, si sono investigate le nuove modalità di approvvigionamento dei servizi, illustrando il ruolo svolto dai diversi soggetti. Si prospetta la nascita di soggetti aggregatori di impianti di piccola taglia, al fine di rendere più efficiente la gestione

del sistema. La possibilità di utilizzare in modo complementare carico e produzione passa attraverso aggregatori che hanno nella propria disponibilità unità di produzione e unità di carico, e anche attraverso clienti finali che hanno, all'interno del proprio sito, sia punti di consumo, sia punti di produzione (prosumer).

Nella prospettiva di abilitare il carico (oltre agli impianti FRNP connessi alla RTN, e alla GD) alla fornitura di servizi di dispacciamento, un ruolo rilevante è rivestito dai sistemi informatici e dai sistemi di comunicazione, che, oltre a rendere possibile la presentazione e l'accettazione delle offerte, rendono anche realizzabile l'invio di ordini di dispacciamento e di segnali di livello, e la misura e la verifica della prestazione stessa. È quindi necessario aggiornare e aggiungere nuove piattaforme di comunicazione e controllo, che saranno differenziate in funzione dei diversi modelli di mercato che potrebbero svilupparsi. A questo proposito un punto critico riguarda l'allocazione dei costi, tra il cliente finale, l'aggregatore e i gestori delle reti. Comunque sia risolta tale criticità, è importante ricordare che tutti gli operatori coinvolti devono poter avere accesso alle informazioni dell'utente finale.

I servizi offerti su MSD da una forte partecipazione della domanda, oltre a fornire le risorse necessarie per la gestione in sicurezza della rete, possono portare numerosi vantaggi per il sistema elettrico. In particolare, sarebbe possibile utilizzare risorse già oggi disponibili e non sufficientemente valorizzate/sfruttate che potrebbero, oltre che aumentare la sicurezza del sistema, anche integrare nuove fonti FRNP nell'ottica di una futura e sempre più vicina decarbonizzazione del sistema. In aggiunta, una maggiore presenza di risorse flessibili riuscirebbe ad aumentare la competitività su tale mercato e a ridurre i prezzi relativi al servizio di dispacciamento, con diretto beneficio per tutti gli utenti del sistema. Infine, l'aumento di queste risorse comporterà una riduzione della dipendenza delle fonti fossili e una maggiore sostenibilità ambientale.

Come illustrano anche i casi studio qui pubblicati, affinché tutti i benefici possano realmente essere conseguiti è necessario prevedere alcune evoluzioni regolatorie che garantiscano un più efficace sviluppo delle nuove risorse.

Il primo punto è sicuramente rappresentato dalla possibilità di sviluppare soluzioni di comunicazione standard basate sui componenti, i protocolli e le architetture emergenti nel mondo cloud e IoT per la connessione delle nuove risorse: la necessità di fornire un servizio affidabile richiede, nei fatti, la strutturazione di numerosi siti che, se effettuata con le modalità attualmente richieste per le UP abilitate, comporterebbe costi troppo elevati. In questo senso, le attività di sviluppo del controllore centralizzato d'impianto (CCI), in atto presso il CEI, rappresentano un'opportunità da non perdere per stimolare l'introduzione di best practice del mondo cloud e IoT e per definire le linee guida per un'architettura standard, capace di garantire le funzioni richieste, e di mantenere un costo ridotto e accessibile per tutte le risorse.

Per rendere praticabile la gestione di un numero elevato di singoli impianti (soggetti aggregati) è indispensabile che si automatizzi l'attuazione dei comandi inviati dall'aggregatore agli impianti del proprio aggregato. In talune situazioni l'intervento diretto sul processo da parte di un soggetto esterno (l'aggregatore), in relazione alle criticità che esso comporta, sia rispetto alle esigenze di esercizio in sicurezza della rete, sia rispetto ai processi interni degli stessi impianti, potrebbe richiedere investimenti in sistemi di automazione e revisione delle procedure di esercizio che dovranno essere attentamente valutati.

Una seconda questione riguarda le modalità di offerta: le risorse fornite tramite la variazione del prelievo sono più incerte e legate all'andamento del processo produttivo nel sito o alla situazione delle risorse a supporto. Ciò significa che un migliore utilizzo di tali risorse si potrebbe ottenere spostando le offerte più vicino al tempo reale. Questa tendenza è in linea con il processo in atto a livello europeo di avvicinamento al tempo reale delle sessioni del Mercato Intragioraliero (MI), che precedono il mercato di bilanciamento, che consentiranno scambi fino ad un'ora prima del tempo reale. L'approvvigionamento e la fornitura delle risorse di dispacciamento, in particolare della riserva terziaria, a ridosso del tempo reale garantirà una maggior efficacia sul sistema elettrico in quanto le offerte terranno conto del reale stato di funzionamento dell'impianto.

Altra questione importante nella formulazione delle offerte riguarda gli oneri di sistema che gravano sui prelievi dalla rete. Tale questione diventa rilevante soprattutto per i punti di prelievo in grado di fornire il servizio di regolazione a scendere (cioè di incrementare il proprio prelievo da rete su richiesta del TSO) grazie anche alla disponibilità di impianti di (co)generazione, in grado di ridurre la produzione per incrementare il prelievo, lasciando così inalterato il consumo del sito. In particolare, per rendere conveniente l'incremento del prelievo per bilanciamento a scendere, su tale incremento dovrebbero essere esclusi gli oneri di sistema, in modo da mettere sullo stesso piano le unità di consumo e le unità di produzione nella fornitura di tale servizio.

Infine, per consentire una maggiore diffusione delle risorse di flessibilità offerte dalla domanda, è necessario implementare una remunerazione duale con una componente per la capacità (per la disponibilità di riserva) ed una per l'energia (per l'attivazione). Infatti, tali risorse hanno molteplici benefici, ma la loro partecipazione al mercato potrebbe essere ottenuta solo tramite un pagamento "sicuro" che riconosca la disponibilità delle unità di consumo a prestare il servizio di riserva (eliminazione di una barriera all'ingresso non presente per le unità di produzione, già attive sul mercato del giorno prima). Tale pagamento renderà possibile gli investimenti per l'infrastrutturazione e la flessibilizzazione delle unità di consumo, che troverebbero difficoltà ad essere effettuati potendo contare esclusivamente sulla remunerazione in energia all'atto dell'attivazione della risorsa. Infatti, è lecito attendersi che mediamente le unità di consumo offrano regolazione a salire a prezzi più alti delle unità di produzione abilitate che già operano su MSD; infatti, i costi connessi alla rinuncia/spostamento nel tempo del consumo o alla sua sostituzione con risorse interne all'u-

unità di consumo saranno di norma maggiori dei costi di incremento della produzione da parte di un'unità di produzione con disponibilità di riserva a salire. Pertanto le unità di consumo saranno attivate con minor frequenza e la sola remunerazione in energia non garantirebbe loro di ripagare i costi di investimento per la partecipazione a MSD. Il pagamento in capacità, previsto anche nel Clean Energy Package, eliminerebbe quindi la barriera di ingresso oggi presente per le unità di consumo e andrebbe nella direzione di sviluppo dei mercati di bilanciamento in coerenza con le evoluzioni previste a livello europeo.



Il contributo di RSE è stato finanziato dal Fondo di Ricerca per il Sistema Elettrico nell'ambito dell'Accordo di Programma tra RSE S.p.A. ed il Ministero dello Sviluppo Economico - D.G. Nucleare, Energie rinnovabili ed efficienza energetica - in ottemperanza del DM, 8 marzo 2006.



Profilo RSE SpA

RSE SpA - Ricerca sul Sistema Energetico - è una società per azioni del Gruppo GSE SpA, che sviluppa attività di ricerca nel settore elettro-energetico, con particolare riferimento ai progetti strategici nazionali, di interesse pubblico generale, finanziati con il Fondo per la Ricerca di Sistema, ed ai progetti di ricerca finanziati dall'Unione Europea.

L'attività di ricerca e sviluppo è realizzata per l'intera filiera elettro-energetica in un'ottica essenzialmente applicativa e sperimentale, assicurando la prosecuzione coerente delle attività di ricerca in corso e lo sviluppo di nuove iniziative, sia per linee interne, sia in risposta a sollecitazioni esterne. Le attività principali svolte da RSE si possono classificare in diversi filoni:

- Ricerca nel settore elettro-energetico, su domini di interesse pubblico, che riguardano ambiti strategici per il sistema italiano.
- Ricerca sviluppata nell'ambito del programma nazionale Ricerca di Sistema e dei programmi quadro dell'Unione Europea
- Progetto impresa: attività congiunte con il sistema produttivo, nella sua più ampia articolazione, con le associazioni e i raggruppamenti delle piccole e medie imprese e le associazioni dei consumatori
- RSE con la PA: progetti di ricerca, analisi e valutazione, funzionali alla mappatura e alla realizzazione di percorsi di crescita e sviluppo dei territori basati su innovazione energetica, sostenibilità e sull'armonizzazione ambientale
- Prove di Laboratorio: trae le sue origini dalle competenze mutate nel corso degli anni su sistemi di taratura, verifiche sperimentali e test su strumenti di misura





Profilo Politecnico di Milano

Il Politecnico è un'università scientifico-tecnologica che forma ingegneri, architetti e disegnatori industriali. Da sempre punta sulla qualità e sull'innovazione della didattica e della ricerca, sviluppando un rapporto fecondo con la realtà economica e produttiva attraverso la ricerca sperimentale e il trasferimento tecnologico. La ricerca è sempre più legata alla didattica e costituisce un impegno prioritario che consente al Politecnico di Milano di raggiungere risultati di alto livello internazionale e di realizzare l'incontro tra università e mondo delle imprese. L'attività di ricerca costituisce inoltre un percorso parallelo a quello della cooperazione e delle alleanze con il sistema industriale. Conoscere il mondo dove si andrà a operare è requisito indispensabile per la formazione degli studenti.

Rapportarsi alle esigenze del mondo produttivo, industriale e della pubblica amministrazione, aiuta la ricerca a percorrere terreni nuovi e a confrontarsi con la necessità di una costante e rapida innovazione.

L'alleanza con il mondo industriale, in molti casi favorita dalla Fondazione Politecnico e da consorzi partecipati dal Politecnico, consente all'Ateneo di assecondare la vocazione dei territori in cui opera e di essere da stimolo per il loro sviluppo. La sfida che si gioca oggi proietta questa tradizione di forte radicamento territoriale oltre i confini del paese, in un confronto che si sviluppa prima di tutto a livello europeo con l'obiettivo di contribuire alla creazione di un "mercato unico" della formazione.

Il Politecnico partecipa a numerosi progetti di ricerca e di formazione collaborando con le più qualificate università europee, dal Nord America al Sud-Est Asiatico all'Est Europeo. Oggi la spinta all'internazionalizzazione vede il Politecnico di Milano partecipare al network europeo e mondiale delle principali università tecniche e offrire numerosi programmi di scambio e di doppia laurea e diversi corsi di studio interamente in inglese.



POLITECNICO
MILANO 1863





Energy@home è un'associazione senza fini di lucro che si propone di creare un contesto di collaborazione pre-competitiva per studiare, progettare e sperimentare **nuovi servizi a valore aggiunto per la Smart Home** con l'obiettivo di creare nuove opportunità di mercato tramite un "ecosistema aperto" in ambito residenziale che faccia leva sull'efficienza energetica e sulla sinergia cross-settoriale.

L'Associazione è stata fondata nel Luglio 2012 da 4 grandi imprese italiane (Electrolux, Enel Distribuzione, Indesit Company e Telecom Italia) con uno statuto aperto a nuovi associati e – alla data attuale - conta 17 associati che coprono competenze del sistema elettrico (E-distribuzione ed Edison Energia), dell'industria degli elettrodomestici (Whirlpool), delle telecomunicazioni (Telecom Italia e Deutsche Telekom), della ICT (Reply), del settore assicurativo (Assurant Solutions e EuropAssistance), della micro-elettronica (Renesas ed ST Microelectronics), della tecnologia degli inverter e dei sistemi di storage (ABB), della domotica (Gewiss), oltre che istituti di ricerca (Istituto Superiore Mario Boella), piccole medie imprese italiane (i-EM, MAC, Urmet, Reloc).

Founding Members

Ordinary Members

Aggregate Members

Per raggiungere un simile risultato, è imprescindibile da un lato dotare gli apparecchi elettrici di un'intelligenza superiore e della capacità di comunicare con gli altri elementi dell'ambiente domestico, dall'altro fornire al consumatore nuovi strumenti che consentano di utilizzare al meglio (in modo più conveniente e ecologicamente sostenibile) i propri elettrodomestici e che possano stimolare il raggiungimento di comportamenti virtuosi o, almeno, limitare quei comportamenti errati che portano a sprechi ed inefficienze.

Tali servizi richiederanno anche una nuova **regolazione** del mercato dell'energia che possa coinvolgere attori in grado di gestire la nuova flessibilità della domanda, assicurando ad essa una remunerazione equa e la disponibilità di dati di misura, opportunamente certificati e utilizzabili in modo efficace. In tal senso Energy@home si è organizzato con un gruppo di lavoro dedicato allo studio delle consultazioni pubbliche della Autorità per l'Energia in modo da poter elaborare risposte rivolte a evidenziare il valore dei dati come abilitatore di nuovi servizi mediando opportunamente fra i requisiti dei diversi stakeholder del sistema.

Per creare un ecosistema tecnologico ricco e aperto, l'Associazione Energy@home ha adottato e promosso un approccio di **“open innovation”**, accreditandosi come luogo privilegiato di incontro di idee ancora prima che di soluzioni. Più volte, questo patrimonio di idee è stato offerto all'esterno, attraverso le attività di standardizzazione internazionale, la partecipazione alle consultazioni pubbliche dell'Autorità per l'energia, l'organizzazione di seminari.

L'Associazione Energy@home si è proposta sin dall'inizio di studiare, “promuovere, sviluppare e diffondere” soluzioni tecniche “per l'efficienza energetica nell'ambito domestico, per un più vantaggioso ed economico utilizzo degli elettrodomestici tramite nuove tecnologie di comunicazione” (art. 2 dello Statuto). L'obiettivo è di utilizzare le nuove tecnologie informatiche ed elettroniche per rendere l'ambiente domestico un eco-sistema di dispositivi che comunicano fra di loro: il contatore elettrico, gli elettrodomestici, l'impianto elettrico, la rete di telecomunicazioni a banda larga, impianti privati di energia da fonti rinnovabili e di accumulo temporaneo, dispositivi di sicurezza e di home automation. La comunicazione, infatti, permette a tali dispositivi di integrarsi in modo intelligente, riducendo gli sprechi, aumentando il grado di affidabilità e sicurezza del sistema energetico domestico e fornendo ai consumatori maggiori informazioni e potere di scelta. È quindi necessario un approccio multisettoriale e multidisciplinare, per progettare dispositivi intelligenti e capaci di comunicare fra di loro per ottimizzare il proprio funzionamento in modo coordinato. Per questo negli ultimi anni l'Associazione Energy@home si è proposta anche come luogo privilegiato di incontro tra industrie diverse per identificare nuovi casi d'uso e nuovi business model che possano scaturire da queste nuove tecnologie, dando quindi la possibilità ai propri associati di espandere i propri orizzonti e generare idee ed opportunità in un ambiente molto vario e stimolante.

L'attività associativa si sviluppa attraverso gruppi di lavoro, progetti interni di specifica, progettazione e sperimentazione, workshop periodici, partecipazione a fiere e convegni, nonché studi curati dalla Associazione e commissionati a esperti esterni. L'approccio generale tende ad evitare lo sviluppo di nuovi standard preferendo invece l'analisi degli standard esistenti per identificarne i più adeguati e, laddove necessario, tramite una gap analysis, per estenderli a coprire i requisiti dei servizi e casi d'uso di Energy@home.

Maggiori informazioni sul sito istituzionale www.energy-home.it





PARTECIPAZIONE DELLA DOMANDA FLESSIBILE AL MERCATO DEL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO

*Best practices internazionali. Scenario Attuale di Mercato e Prospettive evolutive.
Il ruolo della Domanda e la figura dell'Aggregatore. Analisi Costi-Benefici.*

Autori: RSE, Politecnico di Milano

Pubblicazione a cura di Fabio L. Bellifemine - Associazione Energy@home

www.energy-home.it

Associazione Energy@home

Energy@home è un'associazione senza fini di lucro che si propone di creare un contesto di collaborazione pre-competitiva per studiare, progettare e sperimentare nuovi servizi a valore aggiunto per la Smart Home con l'obiettivo di creare nuove opportunità di mercato tramite un "ecosistema aperto" in ambito residenziale che faccia leva sull'efficienza energetica.

Energy@home studia e promuove un approccio olistico alla Smart Home che vede la possibilità di sfruttare sinergie fra prodotti e dispositivi diversi dove la comunicazione Internet of Things tra i dispositivi in casa è l'abilitatore di un ecosistema aperto per fornire ai consumatori nuovi servizi e nuove funzionalità necessarie al monitoraggio e al controllo della propria smart home nonché dei propri consumi elettrici. Per creare un ecosistema tecnologico ricco e aperto, l'Associazione Energy@home ha adottato e promosso un approccio di "open innovation", accreditandosi come luogo privilegiato di incontro di idee ancora prima che di soluzioni. Più volte questo patrimonio di idee è stato offerto all'esterno, attraverso le attività di standardizzazione internazionale, la partecipazione alle consultazioni pubbliche dell'Autorità per l'energia, l'organizzazione di seminari.



Founding Members

e-distribuzione

 **Indesit**
company

 **TIM**

Ordinary Members

 **EDISON**
EDF GROUP

 **ST**
life.augmented

 **Whirlpool**
ENEA

Aggregate Members

 **ABB**

 **ASSURANT**
Solutions*

 **europ**
assistance
you live we care

 **GEWISS**

 **i-em**
intelligence in Energy Management

 **FSMB**
Fiducia Superior Merito Bank

 **MAC**.it
Developing the Unconquered

 **RENESAS**

 **Reply**
power

 **RELOC**
DESIGN & INTEGRATION

 **T** . . .

 **URMET**|GROUP

TECHNICAL CONTACT:

secretariat@energy-home.it

LINKED-IN NEWSGROUP:

<http://goo.gl/63hAPq>



For more information visit our web site
www.energy-home.it