

POLITECNICO DI MILANO

Dipartimento di Energia



*Studio condotto per
Autorità per l'energia elettrica e il gas*

**POSSIBILI MODALITÀ INNOVATIVE
DI APPROVVIGIONAMENTO DELLE RISORSE
PER IL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO
DA FONTI RINNOVABILI NON PROGRAMMABILI E
GENERAZIONE DISTRIBUITA**

Giugno 2013

prof. Maurizio Delfanti

ing. Valeria Olivieri

INDICE

1	INTRODUZIONE.....	3
2	RISORSE PER IL DISPACCIAMENTO (ASSETTO ATTUALE).....	5
3	FRNP E DISPACCIAMENTO.....	11
3.1	Generalità.....	11
3.2	FRNP e criticità connesse al dispacciamento.....	11
3.3	L’evoluzione del quadro regolatorio.....	15
3.4	L’evoluzione delle reti elettriche verso le smart grid.....	18
4	NUOVI SERVIZI PER IL DISPACCIAMENTO.....	20
4.1	Le risorse per il dispacciamento.....	21
4.1.1	I requisiti/obblighi di natura tecnica.....	24
4.1.2	I servizi di mercato.....	28
5	MODALITÀ INNOVATIVE DI APPROVVIGIONAMENTO DELLE RISORSE PER IL DISPACCIAMENTO.....	35
5.1	Modello 1 – “Dispacciamento Centralizzato Esteso”.....	36
5.1.1	Fase a: Rete di distribuzione fit&forget.....	37
5.1.2	Fase b: Smart grid.....	39
5.2	Modello 2 – “Dispacciamento Locale del DSO”.....	41
5.3	Modello 3 – “Profilo di Scambio AT/MT Programmato”.....	47
5.4	Alcuni vantaggi e svantaggi dei diversi modelli.....	50

1 INTRODUZIONE

La quota di Fonti Energetiche Rinnovabili (FER), disponibili sul territorio, negli ultimi anni è aumentata sempre di più nei sistemi elettrici della maggior parte dei Paesi dell'Unione Europea.

In Italia, per quanto riguarda l'impiego delle FER, sono stati introdotti numerosi sistemi di incentivazione, sia di tipo amministrato, sia basati su meccanismi di mercato, volti a promuovere lo sviluppo di questa produzione di energia: Certificati Verdi, Tariffa Onnicomprensiva e Conto Energia (per il fotovoltaico). A questi si uniscono poi alcune disposizioni specifiche relative all'accesso al sistema elettrico, che prevedono procedure semplificate per la connessione alla rete (TICA) e per la cessione dell'energia elettrica (ritiro dedicato e scambio sul posto). Tutti questi provvedimenti hanno contribuito al progressivo aumento, negli ultimi anni, delle installazioni di impianti di produzione da fonti rinnovabili (soprattutto eolico e fotovoltaico) su tutti i livelli di tensione, rispetto alla totale capacità di produzione nazionale di energia elettrica.

Tuttavia, la massiccia penetrazione delle FER (e, più in generale, della Generazione Diffusa, GD, e di impianti da Fonti Rinnovabili Non Programmabili, FRNP) nel sistema elettrico impone un ripensamento delle modalità di gestione delle reti, che devono essere in grado di accogliere queste grandi quantità di energia. Infatti, trattandosi di impianti cui, al momento, è assicurata la priorità di dispacciamento, tali generatori determinano la messa fuori servizio, permanente o temporanea, dei generatori tradizionali, i quali, oltre alla potenza attiva e alla relativa energia, erogano una serie di servizi ancillari indispensabili per la sicura gestione del Sistema Elettrico Nazionale (regolazione primaria, secondaria e terziaria; adeguati livelli di potenza di cortocircuito necessaria sia per la gestione dei sistemi di protezione, sia per limitare la profondità e l'estensione dei buchi di tensione generati da guasti; inerzia meccanica intrinseca per garantire una certa stabilità del sistema durante perturbazioni veloci o transitorie; assorbimento/erogazione di potenza reattiva, ecc.), servizi che, almeno per adesso, non sono forniti dai generatori diffusi tipicamente impiegati per lo sfruttamento delle FER, e concepiti per fornire solo potenza attiva. Ciò significa che, dal punto di vista tecnico, la presenza delle FER sulle reti di trasmissione AT e della GD sulle reti di distribuzione MT e BT può comportare il manifestarsi di una serie di criticità sia a livello locale (rete di distribuzione, o un suo sottoinsieme) sia a livello di sistema (rete di trasmissione). Il problema diventa più rilevante quando le unità di generazione risultano installate con particolare concentrazione in zone ben definite del sistema elettrico che, a volte, possono essere isolate o debolmente interconnesse, compromettendo così la sicurezza dell'intero sistema: tale problema è ulteriormente accentuato per unità da FRNP. In questo caso, infatti, la difficile prevedibilità nel livello effettivo di produzione che le caratterizza può rendere più critica la situazione.

In aggiunta ai problemi tecnici legati all'integrazione delle FRNP e della GD nelle reti di trasmissione e distribuzione che richiedono una modifica delle attuali modalità di gestione, controllo e protezione, esistono, infatti, anche altri problemi legati soprattutto alla mancata programmabilità di queste fonti.

È importante sottolineare che la natura non programmabile delle fonti rinnovabili non consiste nella totale impossibilità di formulare previsioni dell'energia elettrica prodotta (con un differente grado di precisione in dipendenza dalla fonte e dalle situazioni), quanto piuttosto nella non economicità di controllare e modificare, sulla base di un programma predefinito, la quantità di energia immessa in rete; tale azione, infatti, potrebbe comportare il non utilizzo della fonte primaria rinnovabile, e per questo motivo fino ad oggi le FRNP non sono soggette a svolgere servizi per il dispacciamento con conseguenti problemi sulla gestione in sicurezza del sistema elettrico (influenza sui sistemi di difesa; influenza sull'approvvigionamento di risorse per il servizio di dispacciamento) e sui costi connessi alla medesima gestione.

Ai fini della gestione in sicurezza del sistema elettrico caratterizzato da una sempre più elevata penetrazione di impianti alimentati da FER e di impianti di GD, in aggiunta agli interventi necessari per garantire la sicurezza del sistema e per promuovere una maggiore responsabilizzazione di questi utenti in relazione alla efficiente previsione e immissione dell'energia elettrica in rete, è quindi necessario valutare una revisione dell'attuale disciplina del dispacciamento capace di integrare il nuovo contesto strutturale e di mercato, in corso di rapido mutamento, e le conseguenti maggiori esigenze di flessibilità del sistema.

2 RISORSE PER IL DISPACCIAMENTO (ASSETTO ATTUALE)

Per assicurare il funzionamento del sistema elettrico in condizioni di sicurezza e garantire la continuità e la qualità del servizio, il Transmission System Operator (TSO) acquisisce, istante per istante, tutti i dati relativi allo stato del sistema e, in base alle esigenze del momento, mette in atto le opportune azioni correttive:

- nella fase di programmazione, elaborando i piani di esercizio sviluppati sulla base delle previsioni della domanda di carico a livello nazionale e della disponibilità della produzione che consentono di determinare i livelli di produzione, la configurazione di funzionamento della rete e la riserva di potenza;
- nella fase di controllo in tempo reale, analizzando lo stato del sistema elettrico, in modo da intervenire sulla produzione della potenza attiva e reattiva e sull'assetto della rete ottimizzando il servizio, ripristinando eventuali disservizi, controllando le emergenze e coordinando le manovre per lavori;
- nella fase di analisi dell'esercizio, elaborando le statistiche di tutti i dati di esercizio, e analizzando il funzionamento del sistema di produzione e trasmissione, in modo da raccogliere utili indicazioni per l'ottimizzazione dell'esercizio stesso.

Il gestore della rete si approvvigiona delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema tramite il Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD). Sul MSD il gestore della rete stipula i contratti di acquisto e vendita ai fini dell'approvvigionamento delle risorse per la risoluzione delle congestioni intrazonali, per la creazione della riserva, per il bilanciamento in tempo reale e agisce come controparte centrale delle negoziazioni; tutte le offerte accettate sono remunerate secondo la metodologia *pay as bid*.

L'attuale disciplina del dispacciamento definisce un punto di dispacciamento per unità di produzione¹ come il punto in relazione al quale l'utente del dispacciamento acquisisce il diritto e l'obbligo ad immettere energia elettrica nelle reti con obbligo di connessione di terzi e rispetto al quale è calcolato lo sbilanciamento effettivo (può essere l'insieme di uno o più punti di immissione), e il punto di dispacciamento per unità di consumo come il punto in relazione al quale l'utente del dispacciamento acquisisce il diritto e l'obbligo a prelevare energia elettrica dalle reti con obbligo di connessione di terzi e rispetto al quale è calcolato lo sbilanciamento effettivo.

¹ Ciascun punto di dispacciamento relativo a unità rilevanti comprende una sola unità. Invece, ciascun punto di dispacciamento relativo a unità non rilevanti è relativo all'aggregato, per zona, di tutte le unità non rilevanti della stessa tipologia (come individuate dall'articolo 8, comma 8.2, dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 111/06.) per le quali l'utente del dispacciamento è il medesimo soggetto.

Il mancato rispetto degli impegni fisici costituisce uno sbilanciamento (in ciascun periodo rilevante², lo sbilanciamento effettivo relativo a ciascun punto di dispacciamento è pari al saldo fisico del relativo Conto di Sbilanciamento Effettivo, determinato ai sensi del comma 21.1 della deliberazione n. 111/06³) che viene corretto mediante il ricorso ad azioni di modifica in tempo reale dei livelli di immissioni e di prelievo sempre sfruttando la disponibilità acquisita nel mercato per il servizio di dispacciamento⁴⁵.

Per ogni offerta di acquisto accettata sul MSD riferita a punti di offerta in prelievo, il GME determina il corrispettivo di non arbitraggio che l'operatore è tenuto a pagare (se negativo) o a ricevere (se positivo).

Il MSD si articola in una fase di programmazione (MSD ex-ante) e in una fase in tempo reale (Mercato del Bilanciamento, MB); maggiori dettagli sono contenuti nella disciplina per il dispacciamento (deliberazione 111/06).

Sul MSD ex ante il gestore di rete si approvvigiona, tramite offerte di acquisto e vendita di energia, delle risorse per la risoluzione delle congestioni residue e per la costituzione dei margini di riserva.

Il GME pubblica gli esiti generali del mercato e comunica agli operatori gli esiti individuali relativi alle singole offerte accettate da Terna ai fini del bilanciamento.

Sul MB il gestore di rete si approvvigiona, tramite offerte di acquisto e vendita di energia, delle risorse per il servizio di regolazione secondaria e per mantenere il bilanciamento, nel tempo reale, tra immissione e prelievi di energia sulla rete.

Per ciascuna sessione del MB, il GME comunica agli operatori gli esiti individuali e generali definiti da Terna e contenenti le informazioni previste nella disciplina del dispacciamento.

A conclusione del MSD, per ciascun punto di dispacciamento per unità di produzione e per ciascun punto di dispacciamento di importazione, è definito un programma vincolante modificato e corretto di immissione che corrisponde al programma post-MSD-ex-ante di immissione (programma post-MGP cumulato di immissione, come eventualmente modificato in esito al mercato infragiornaliero e in esito alla fase di programmazione del mercato per il servizio di dispacciamento), come

² 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.

³ 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.

⁴ I costi sostenuti per l'erogazione del servizio di dispacciamento sono sostenuti, in generale, dai soggetti responsabili di sbilanciamenti e dai clienti finali del sistema elettrico.

⁵ 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).

eventualmente modificato per effetto di ordini di dispacciamento in tempo reale e dell'intervento della regolazione secondaria di potenza (che coincide di fatto ad una variazione dei flussi definiti in esito a MGP e MI).

L'utente del dispacciamento ha il diritto (ed assume l'impegno vincolante) di immettere in rete in ciascun punto di dispacciamento per unità di produzione e in ciascun punto di dispacciamento di importazione nella sua responsabilità la quantità di energia elettrica corrispondente al programma vincolante modificato e corretto di immissione relativo al medesimo punto.

La quantità di energia elettrica immessa in un punto di dispacciamento in eccesso rispetto al relativo programma vincolante modificato e corretto di immissione è considerata ceduta dall'utente del dispacciamento a Terna nell'ambito del servizio di dispacciamento, mentre quella in difetto rispetto al relativo programma vincolante modificato di immissione è considerata ceduta da Terna all'utente del dispacciamento nel medesimo ambito.

I paragrafi successivi elencano brevemente, dal punto di vista tecnico, i servizi che possono essere utilizzati al fine di assicurare la stabilità e la sicurezza di esercizio del sistema (maggiori dettagli sono dati nel Capitolo 4 "Regole per il dispacciamento" del Codice di Rete di Terna e negli Allegati richiamati). Per ciascun servizio il Codice di Rete indica quali sono le unità abilitate; per semplicità nei seguenti paragrafi queste informazioni, già liberamente disponibili, non sono riportate in quanto le FRNP e la GD risultano comunque sempre escluse.

Risorse per la risoluzione delle congestioni in fase di programmazione

Le risorse per la risoluzione delle congestioni in fase di programmazione consistono nella disponibilità da parte delle unità di produzione ad accettare modifiche, in incremento o in diminuzione, ai propri programmi aggiornati cumulati. In particolare, le unità abilitate a fornire tale servizio devono rendere completamente disponibile (in via esclusiva) al TSO l'utilizzo dei margini residui rispetto alla potenza massima e rispetto all'azzeramento dell'immissione o rispetto alla potenza minima nel caso di unità esentate dalla presentazione di offerta di spegnimento, presentando un'offerta sul MSD.

Le risorse rese disponibili con questo servizio sono utilizzate dal TSO per eliminare le congestioni sulla rete rilevante generate dai programmi aggiornati cumulati di immissione e prelievo.

Risorse per la riserva primaria, secondaria e terziaria

Per rispettare gli standard di sicurezza nell'esercizio del sistema elettrico, deve essere prevista un'adeguata capacità di regolazione primaria in grado di garantire la stabilità della frequenza in tutte le condizioni operative. In particolare, la fornitura di risorse per la riserva primaria consiste nel

rendere disponibile una banda di capacità di produzione di energia asservita ad un dispositivo automatico di regolazione capace di modulare la potenza erogata dal gruppo di generazione, sia in aumento sia in diminuzione, in risposta ad una variazione di frequenza. Attraverso questa risorsa, è possibile correggere automaticamente gli squilibri istantanei tra produzione totale e fabbisogno totale dell'intero sistema elettrico europeo interconnesso, senza però annullare gli scarti di frequenza. La funzione di riserva primaria è, infatti, svolta contemporaneamente da tutti i gruppi generatori abilitati in parallelo sul sistema interconnesso.

Per rendere l'effetto di questo servizio indipendente dall'origine dello squilibrio e dalla distribuzione momentanea delle produzioni e dei carichi, la riserva primaria deve essere continuamente disponibile (tutte le unità abilitate hanno l'obbligo di fornirla) e deve essere distribuita sul sistema elettrico il più uniformemente possibile.

Per compensare gli scarti tra fabbisogno e produzione del sistema nazionale, è necessario attivare i servizi di regolazione secondaria che consistono:

- nella fase di programmazione o nella fase di gestione in tempo reale, nel rendere autonomamente disponibile la semibanda di riserva secondaria nei programmi aggiornati cumulati (o nella disponibilità ad accettare modifiche a tali programmi allo scopo di renderla disponibile);
- nella fase di gestione in tempo reale, nell'asservire la banda di riserva secondaria ad un dispositivo automatico di regolazione in grado di modulare l'immissione di energia elettrica sulla base del segnale di livello ricevuto.

Questo servizio può essere offerto dalle unità abilitate su MSD che devono poi mettere a disposizione la semibanda per cui sono state selezionate.

Infine, allo scopo di costituire opportuni margini rispetto alla potenza minima o massima nei programmi in esito a MSD delle unità abilitate, è necessario attivare i servizi di regolazione terziaria (a salire e a scendere) tramite l'invio di opportuni ordini di dispacciamento. In particolare, la riserva terziaria consiste nel rendere autonomamente disponibili margini rispetto alla potenza massima o minima nei programmi aggiornati cumulati delle unità abilitate o nella disponibilità ad accettare modifiche ai programmi aggiornati cumulati dell'unità abilitata allo scopo di costituire margini di riserva terziaria di potenza. Le unità abilitate a tale servizio sono obbligate a presentare un'offerta su MSD. L'Allegato A.15 "Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza" al Codice di Rete di Terna, oltre a descrivere le modalità di partecipazione dei gruppi alla regolazione della frequenza, riporta i requisiti tecnici funzionali minimi richiesti alle unità di produzione per fornire il servizio di regolazione primaria e secondaria di frequenza/potenza.

Risorse per il bilanciamento

Per garantire il mantenimento dell'equilibrio tra le immissioni ed i prelievi di energia elettrica, la risoluzione di congestioni di rete e il ripristino dei corretti margini di riserva secondaria di potenza, è necessario utilizzare le risorse per il bilanciamento in tempo reale che consistono:

- nell'attivazione delle risorse approvvigionate per la riserva terziaria di potenza;
- nell'accettazione in tempo reale delle offerte delle unità abilitate al bilanciamento presentate sul MSD.

La fornitura di risorse ai fini del bilanciamento da parte delle unità abilitate si traduce nella modifica dell'immissione o del prelievo rispetto ai programmi vincolanti in potenza per la quale le unità abilitate sono obbligate a presentare offerta sul MSD.

Servizio di interrompibilità del carico

Se le risorse rifornite sul MSD tramite i gruppi di generazione non sono sufficienti al mantenimento della sicurezza di funzionamento del sistema, è necessario intervenire sulle utenze passive attraverso il servizio di interrompibilità del carico.

La fornitura di risorse per il servizio di interrompibilità del carico consiste nella disponibilità da parte di clienti finali abilitati ad interrompere il carico, sulla base di un telesegnale inviato dal Gestore in tempo reale (< 200 ms), in tempo differito in emergenza (< 5 s), o con preavviso (< 15 min). Le caratteristiche tecniche che i dispositivi devono possedere al fine di implementare questo servizio sono riportate negli Allegati al Codice di Rete di Terna A.40 "Prescrizioni tecniche integrative per la connessione al Banco Manovra Interrompibili", A.41 "Unità periferica distacco carichi. Guida alla realizzazione" e A.42 "Unità periferica distacco carichi. Profilo del Protocollo IEC 870-5-104". Inoltre, i clienti cui è assegnato il servizio di interrompibilità sono tenuti a stipulare un contratto che regola il servizio mediante il modello opportunamente predisposto nell'Allegato A.62 "Contratto tipo per l'erogazione del servizio di interrompibilità istantanea" al Codice di Rete.

Riserva reattiva per la regolazione primaria e secondaria di tensione

Il servizio di riserva reattiva viene utilizzato per controllare la tensione sulla rete di trasmissione. Come per la riserva attiva, anche in questo caso le unità abilitate hanno l'obbligo di fornire le risorse per il servizio di potenza reattiva per la regolazione primaria di tensione, mentre la partecipazione al servizio di riserva secondaria è determinato in ragione e in misura dalla ubicazione delle unità sulla rete e dal mantenimento di opportuni profili di tensione sulla RTN.

L'Allegato A.14 "Partecipazione alla regolazione di tensione" al Codice di Rete di Terna descrive i provvedimenti adottati per regolare la tensione sulla Rete di Trasmissione Nazionale ed i requisiti necessari per partecipare a tale regolazione.

Rifiuto del carico

Per un gruppo di generazione, il servizio di rifiuto del carico consiste nel rimanere in condizioni di funzionamento stabili a fronte della disconnessione del gruppo di generazione stesso dalla rete, alimentando i propri servizi ausiliari. I gruppi abilitati devono essere capaci di fornire il servizio con impianti opportunamente predisposti.

Partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico

La partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico consiste nella disponibilità di un gruppo di generazione a partecipare all'attuazione del piano di riaccensione definito e coordinato dal Gestore di rete. Gli utenti del dispacciamento hanno l'obbligo di prestare il servizio di rialimentazione, con riferimento a tutti i gruppi di produzione indicati nel Piano di riaccensione, Allegato A.10 "Piano di Riaccensione del sistema elettrico nazionale" al Codice di Rete di Terna.

Disponibilità all'utilizzo del telescatto

La disponibilità al telescatto consiste nell'asservire un gruppo di produzione abilitato ad un dispositivo in grado di disconnetterlo automaticamente al verificarsi di alcuni specifici eventi, o su ordine e secondo le modalità indicate dal Gestore.

Le risorse per il telescatto sono approvvigionate contestualmente al processo di definizione dei programmi vincolanti; le unità abilitate devono dare comunicazione dell'idoneità al servizio delle medesime unità e dell'eventuale indisponibilità al telescatto. I requisiti tecnici per l'abilitazione delle risorse sono riportati nell'Allegato A.9 "Piano di difesa del sistema elettrico" al Codice di Rete di Terna.

3 FRNP E DISPACCIAMENTO

3.1 Generalità

La disciplina del dispacciamento, come strutturata prima della delibera ARG/elt 160/11, diventa più complessa in presenza di una grande quantità di energia prodotta da FER e da GD (in particolare FRNP). Ciò è dovuto in primo luogo alle caratteristiche di intermittenza ed aleatorietà che caratterizzano la fonte primaria e, in secondo luogo, al fatto che storicamente tali caratteristiche hanno fatto sì che questi impianti fossero esonerati dal fornire servizi di rete.

Il progressivo incremento di FER, per lo più di carattere non programmabile (eolico, idroelettrico ad acqua fluente, fotovoltaico, ecc.), ha però concentrato l'attenzione dei gestori di rete sull'impatto che questo elevato quantitativo di energia può determinare sull'esercizio in sicurezza non solo della rete di distribuzione ma anche dell'intero sistema di trasmissione. Tali problematiche, già in parte affrontate da altri paesi europei quali la Spagna, la Germania e la Danimarca (che mostrano quote di FER abbastanza elevate), trovano una ulteriore accentuazione in Italia per effetto dell'estrema concentrazione delle FRNP in aree spesso caratterizzate da una rete poco sviluppata con limitazioni sulla potenza trasportabile, nonché dalla presenza di un carico elettrico locale ridotto rispetto alla generazione installata. Queste criticità, che si registrano non solo a livello globale (intero sistema elettrico) ma anche a livello locale (rete di distribuzione), richiedono di approfondire le tematiche relative all'attuale modello di regolazione e gestione del dispacciamento e di valutare la possibilità che gli impianti alimentati da FER/FRNP e la GD si rendano disponibili a fornire alla rete locale, e in prospettiva al sistema, soprattutto in condizioni di criticità, servizi per il dispacciamento.

3.2 FRNP e criticità connesse al dispacciamento

Negli ultimi anni l'attività di dispacciamento, come disciplinata dalla delibera n. 111/06, è stata regolata prevedendo un insieme coordinato di disposizioni atte ad incrementare la quota di energia elettrica prodotta da FRNP, imponendo così il massimo sfruttamento possibile di tali risorse. In tal senso le prime disposizioni in materia, antecedenti i provvedimenti correlati alla delibera ARG/elt 160/11, consideravano:

- la priorità di dispacciamento, a parità di prezzo offerto, che consente la formulazione di offerte di vendita per cui è prevedibile un'accettazione praticamente certa nei mercati dell'energia;
- l'accettazione delle offerte di vendita nei mercati dell'energia elettrica che, non essendo le medesime unità di produzione abilitate alla fornitura di risorse nel MSD, si traduce nella formulazione di un effettivo programma di immissione (non modificabile attraverso l'approvvigionamento in tempo reale di risorse su MSD);

- il regime di valorizzazione degli sbilanciamenti (anche qualora derivanti dalle variazioni imposte da Terna in tempo reale) che consiste, di fatto, nella valorizzazione di tutta l'energia elettrica producibile al prezzo di vendita dell'energia elettrica nel mercato del giorno prima (come stabilito dalla delibera ARG/elt 5/10), anche in relazione all'eventuale energia non ritirata a seguito di ordini di Terna.

Di conseguenza, risulta chiaro come per questi impianti la rete ha da sempre ricoperto un duplice fondamentale ruolo, non solo al fine di poter ritirare l'energia elettrica da essi prodotta, ma anche per i servizi che essa eroga e che sono necessari a garantire il corretto funzionamento degli impianti stessi; per contro, a causa dell'aleatorietà della loro produzione, essi non hanno mai partecipato a garantire la sicurezza e l'affidabilità della rete non contribuendo a fornire risorse ai fini del dispacciamento⁶, fatta salva la disponibilità di modificare il livello di produzione in tempo reale unicamente per esigenze di sicurezza che, attualmente, in attesa del futuro completamento degli interventi di sviluppo della rete, non risultano altrimenti gestibili se non tramite il ricorso esclusivo a dette unità di produzione (Mancata Produzione Eolica)⁷.

In virtù di questo approccio, la fornitura di servizi necessari al corretto funzionamento della rete è stata storicamente imposta alla sola produzione tradizionale. Ciò, in un contesto di forte penetrazione della produzione da fonte rinnovabile e della GD, rappresenta un problema per l'intero sistema elettrico e una potenziale limitazione per lo sfruttamento stesso delle rinnovabili (come anche evidenziato da Terna con lettere all'Autorità del 6 luglio 2011 e 29 luglio 2011).

Infatti, la diffusione delle fonti rinnovabili soprattutto non programmabili e della GD influisce sull'approvvigionamento delle risorse; i profili di produzione degli impianti alimentati da FRNP e della GD modificano in maniera significativa l'andamento orario dei carichi a livello zonale che è necessario soddisfare con gli impianti di generazione tradizionale e, inoltre, la mancanza di informazioni circa il livello e la localizzazione di questi impianti (situazione antecedente la delibera 281/2012/R/eel) e circa il relativo profilo di produzione orario zonale non consente:

- in fase di previsione, di prevedere adeguatamente la produzione di tali impianti da offrire sul Mercato del Giorno Prima (MGP);
- in tempo reale, di prevedere adeguatamente i fabbisogni orari zonal residui⁸ ai fini dell'approvvigionamento di risorse nella fase di programmazione di MSD.

⁶ Le disposizioni del Codice di Rete redatto da Terna escludono le unità di produzione da fonti rinnovabili non programmabili dalla contribuzione alla regolazione primaria della frequenza, dall'abilitazione alla fornitura delle risorse per la risoluzione delle congestioni in sede di programmazione, dall'abilitazione alla fornitura delle risorse ai fini della riserva secondarie e terziaria di potenza, dall'abilitazione alla fornitura delle risorse per il servizio di bilanciamento.

⁷ Fanno eccezione alcune prestazioni tecniche fornite dalle FRNP alla rete di trasmissione in situazioni di criticità, come ad esempio la riduzione della potenza attiva in condizioni di eccezionale sovralfrequenza.

⁸ Cioè il fabbisogno di energia al netto della produzione di impianti non programmabili.

L'elevata penetrazione di impianti alimentati da FRNP comporta, infatti, la riduzione, o comunque la variazione, del carico residuo, con il conseguente incremento delle difficoltà di costituzione dei margini di riserva necessari per gestire l'aleatorietà della fonte e del carico. In particolare, questa variazione si concretizza in un aumento della rapidità delle rampe di presa di carico sia al mattino sia alla sera (l'immissione in rete di grandi quantità di produzione da fonte solare impone, infatti, di fronteggiare rapide prese di carico serali, assai più accentuate che nel passato, dato che la riduzione di produzione solare si somma alla normale crescita dei consumi che precede la punta di fabbisogno serale; mentre per quanto riguarda gli impianti eolici, per cui si ha maggiore disponibilità nelle ore notturne, l'incremento della produzione potrebbe a seconda delle zone accentuare progressivamente la distanza tra il minimo carico residuo notturno e il massimo carico residuo mattutino che risulta evidente nella rampa di presa di carico mattutina) che richiedono la necessità di una maggiore riserva secondaria e di riserva pronta, soprattutto nei giorni in cui il fabbisogno è più limitato. In tali condizioni, infatti, il bilanciamento in tempo reale richiede azioni rapide da realizzare tramite impianti programmabili con elevate capacità di modulazione, tempi rapidi di risposta e minori vincoli di permanenza in servizio.

Inoltre, la mancanza di penalizzazioni in caso di sbilanciamenti (differenze tra programma di immissione e immissione misurata) e la scarsa diffusione di sistemi di previsione efficienti hanno aggravato, nella fase iniziale, i problemi derivanti dall'aleatorietà delle FRNP, contribuendo a sottostimarne la produzione da FRNP offerta su MGP e su MI dagli utenti del dispacciamento e a incrementare l'errore di previsione di Terna sui fabbisogni orari zionali residui da utilizzare ai fini dell'approvvigionamento di risorse per il dispacciamento (in particolare, nella fase di programmazione di MSD).

In questo modo, a parità di altri fattori, l'aumento delle FRNP ha implicato un incremento dei costi relativi sia alle transazioni di compravendita dell'energia su MGP e MI, sia all'attività di dispacciamento su MSD.

Infatti, la sottostima della produzione da FRNP offerta su MGP e MI (prima dei provvedimenti intrapresi con la delibera ARG/elt 160/11) ha rallentato l'espansione dell'offerta concorrenziale su questi mercati e, quindi, ha ritardato la probabile riduzione dei prezzi di MGP rispetto alle previsioni attese, soprattutto nelle ore di minimo carico diurno e massima produzione da FRNP (la riduzione dei prezzi è ad oggi in corso, registrando per la prima volta in alcune ore un PUN pari a zero).

In aggiunta, l'incremento dell'errore di previsione del gestore di rete dei fabbisogni orari zionali residui aumenta, volendo mantenere invariato il livello di sicurezza del sistema elettrico, la domanda di capacità di riserva aumentando, come già detto, i relativi costi legati all'attività di

dispacciamento. Sul piano tecnico, infatti, l'aleatorietà della produzione da FRNP, unita alla mancata fornitura di servizi di rete, rende più difficile la gestione in sicurezza delle reti di distribuzione e dell'intero sistema elettrico nazionale, determinando una serie di nuove problematiche sia a livello globale sia a livello locale.

Per quanto riguarda i problemi legati all'intero sistema elettrico, la presenza di FER comporta la necessità di predisporre margini di riserva (primaria, secondaria e terziaria) incrementati rispetto alla situazione in cui le FER, che non forniscono contributi in termini di predisposizione di margini di riserva, non sono presenti, implementando azioni di controllo più stringenti rispetto a quanto effettuato di norma. In linea più generale, la priorità di dispacciamento e la non programmabilità delle FRNP, e la necessità che dette unità risultino comunque programmate in immissione, rende più difficile la gestione in tempo reale delle unità di produzione da fonte convenzionale soprattutto in presenza di parchi di produzione tradizionali caratterizzati da una certa rigidità in termini di modulazione del livello di produzione, nonché di spegnimento e riavviamento dei gruppi. La gestione della riserva è più difficile anche in riferimento al carico, che risulta parzialmente coperto dalle unità alimentate da FER e dalla GD. Ciò significa che il parco di produzione deve essere modulato di volta in volta per il carico residuo che non è noto a priori. Queste problematiche hanno una particolare rilevanza nel caso di sistemi elettrici isolati o debolmente interconnessi, per i quali la rigidità del dispacciamento risulta critica. Quindi, a fronte di particolari vincoli del sistema elettrico determinati dalla configurazione della rete, potrebbe accadere che la priorità di dispacciamento dell'energia elettrica prodotta dalla GD comporti una riduzione dell'ammontare delle risorse disponibili per il mantenimento in sicurezza del sistema elettrico. Tale problema è ancora più accentuato nel caso di fonti rinnovabili non programmabile, in quanto la riduzione di risorse si oppone alla necessità di far fronte ad aumentati fenomeni di imprevedibilità nel livello effettivo di produzione.

In aggiunta alle considerazioni di efficienza del sistema legate ad un aumento dei costi di dispacciamento, è inoltre possibile affermare che le criticità legate alla presenza di FRNP ostacolano anche la possibilità di rispettare gli scambi di energia con l'estero. Il problema diviene ulteriormente critico qualora condizioni di elevata ventosità si sommino a condizioni di elevata produzione fotovoltaica e di ridotto fabbisogno. Infatti la produzione termoelettrica minima in grado di fornire i servizi di regolazione necessari sul sistema si somma alla elevata produzione rinnovabile determinando un surplus di generazione nazionale che non è possibile bilanciare rispetto al fabbisogno in potenza se non modulando l'importazione.

L'analisi di adeguatezza del sistema elettrico evidenzia, quindi, come l'ingente produzione degli impianti fotovoltaici (e delle FRNP in generale) possa determinare, soprattutto nelle giornate di

basso carico, la necessita di massimizzare l'uso degli impianti di pompaggio disponibili, di limitare l'import e di applicare procedure per la riduzione delle FRNP al fine di garantire la riserva minima regolante dei gruppi termoelettrici.

3.3 L'evoluzione del quadro regolatorio

Per fronteggiare le problematiche sopra evidenziate, nel corso degli anni sono stati progressivamente introdotti (su vari sistemi elettrici, in particolare sul sistema italiano) alcuni provvedimenti capaci di trasferire anche alle unità da FER collegate alle reti di trasmissione e di distribuzione, compiti in materia di regolazione della potenza, di resistenza ai buchi di tensione e di servizi alla rete in generale.

La pubblicazione dell'Allegato A.17 e dell'Allegato A.68 al Codice di Rete di Terna e la pubblicazione nel corso del 2012 delle norme tecniche di connessione alle reti MT e BT (CEI 0-16 e CEI 0-21) hanno introdotto un quadro normativo tecnico di riferimento (delibere 243/2013/R/eel, 562/2012/R/eel, 344/2012/R/eel, 84/2012/R/eel) per la realizzazione degli impianti FRNP sulle reti di trasmissione (soprattutto grandi impianti eolici, che rappresentano la tipologia di FER più diffusa sulla rete di trasmissione) e degli impianti di GD sulle reti di distribuzione. Accanto ad aspetti più consueti, come le protezioni d'interfaccia, il monitoraggio e le modalità di connessione alla rete, nei documenti vengono tratteggiate anche alcune prescrizioni connesse alle modalità tecniche di attuazione delle esigenze straordinarie di modulazione della produzione eolica e fotovoltaica manifestate da Terna e/o dal Distributore (Distribution System Operator, DSO). Nei documenti sono anche contenuti ulteriori requisiti tecnici riguardanti l'ordinaria capacità di regolazione della potenza attiva e reattiva, l'ordinario livello di resistenza del sistema di regolazione degli impianti a transitori di rete che comportino una riduzione del livello di tensione, il controllo dell'inserimento in rete della produzione nelle fasi di avvio dell'impianto; provvedimenti che attengono non solo all'ordinaria gestione operativa dell'interazione tra impianto di produzione e rete elettrica (azioni di controllo della potenza attiva/reattiva, resistenza agli abbassamenti di tensione, gradualità di avviamento della produzione), ma anche alla gestione straordinaria di tale interazione (modulazione in riduzione della produzione).

Per quanto riguarda, invece, le condizioni per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili, l'Autorità con la deliberazione ARG/elt 5/10 e s.m.i. ha definito le modalità per la remunerazione della mancata produzione eolica, i servizi di rete che le unità di produzione eolica devono fornire, e le nuove disposizioni in materia di programmazione delle unità di produzione rilevanti alimentate da FRNP, introducendo un meccanismo premiante in materia di programmazione delle unità di produzione rilevanti (cioè di potenza superiore o uguale a

10 MVA) oltre la possibilità (con la deliberazione ARG/elt 4/10) che il GSE effettui la previsione giornaliera della produzione aggregata imputabile alle unità di produzione non rilevanti (cioè di potenza inferiore a 10 MVA).

Una successiva evoluzione della disciplina del dispacciamento delle FRNP (che ha abrogato il premio previsto dalla deliberazione ARG/elt 5/10) è stata introdotta con la deliberazione 281/2012/R/efr che ha definito una prima regolazione del servizio di dispacciamento, anche nel caso di unità di produzione alimentate da FRNP, ponendosi come obiettivo la responsabilizzazione degli utenti del dispacciamento di impianti alimentati da FRNP in relazione alla previsione e programmazione dell'energia elettrica immessa in rete, in modo da introdurre una più efficiente allocazione dei costi di riserva e bilanciamento del sistema elettrico causati dalla variabilità delle immissioni di questi impianti (regolazione cost reflective)⁹.

Per evitare cambiamenti troppo drastici nella gestione degli impianti di produzione, è stato previsto un transitorio iniziale di applicazione delle regole per lo sbilanciamento, durante il quale si applica una franchigia entro la quale gli sbilanciamenti continuano ad essere valorizzati al prezzo zonale orario. Il corrispettivo unitario di sbilanciamento orario per ciascun punto di dispacciamento, da applicarsi alla sola quota dello sbilanciamento effettivo che eccede la franchigia, è pari al corrispettivo unitario di sbilanciamento orario per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per ciascun punto di dispacciamento relativo ad unità non abilitate. Gli utenti del dispacciamento possono non coincidere necessariamente con i produttori che si potrebbero avvalere, allo scopo, di un trader. Nel caso di impianti FRNP in ritiro dedicato, CIP 6, scambio sul posto e tariffa fissa onnicomprensiva, il trader è il GSE, che assume la qualifica di utente del dispacciamento in immissione presentando in piena autonomia, sulla base dei dati forniti dai produttori, le offerte di vendita dell'energia elettrica immessa in rete dalle relative unità di produzione fino in prossimità del tempo reale (partecipando al Mercato del Giorno Prima e al Mercato Infragiornaliero).

Anche a seguito dell'aumentata riserva richiesta agli impianti convenzionali a seguito dell'aumento delle FRNP, la regolazione primaria è stata evoluta con la deliberazione 231/2013/R/EEL. Prima di tale deliberazione, per il calcolo dello sbilanciamento delle unità erano considerati ai fini della stima

⁹ Con le sentenze nn.1613/2013, 1614/2013 e 1615/2013, ai sensi e nei limiti di cui alla motivazione delle medesime sentenze, cioè limitatamente ai criteri di calcolo dei corrispettivi di sbilanciamento attribuiti agli utenti del dispacciamento e, conseguentemente, ai produttori, il Tar Lombardia ha annullato la deliberazione 281/2012/R/efr, la deliberazione 493/2012/R/efr e le relative "Regole Tecniche per il trasferimento delle partite economiche relative ai corrispettivi di sbilanciamento e alle offerte accettate sul mercato infragiornaliero" pubblicate dal GSE. Le medesime sentenze non mettono in discussione né la compartecipazione, da parte dei produttori da fonti rinnovabili non programmabili, agli oneri di sbilanciamento, né la prevedibilità di tali fonti (e quindi la necessità di effettuare programmi e previsioni). È quindi confermato l'obbligo, in capo agli utenti del dispacciamento, di definire i programmi di immissione utilizzando le migliori stime dei quantitativi di energia elettrica effettivamente prodotti dalle medesime unità, in conformità ai principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza, come previsto dall'articolo 14, comma 14.6, dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06.

del programma vincolante modificato e corretto di immissione gli eventuali ordini di dispacciamento impartiti da Terna, inclusa la riserva secondaria, ma non le variazioni di immissione relative alla regolazione primaria; l'utilizzo della riserva primaria poteva quindi costituire uno sbilanciamento. Per sterilizzare l'onere di sbilanciamento dovuto alla regolazione primaria, dal 1 luglio 2014 le UP potranno aderire ad un meccanismo di misurazione del contributo alla regolazione. In questo caso, Terna, per le UP abilitate, verifica presenza e funzionalità del servizio di primaria mediante l'invio quotidiano di segnali di test e un controllo a campione del consuntivo. Il meccanismo di misurazione del contributo alla regolazione primaria sarà definito da Terna (entro il 1 aprile 2014) che valuterà anche la possibilità di estendere l'obbligo di regolazione primaria alle UP di taglia < 10 MVA. La valorizzazione della regolazione primaria a salire sarà pari al prezzo zonale di vendita su MGP, aumentato della metà del differenziale medio annuo fra il prezzo medio delle offerte accettate per la secondaria a salire su MSD e la media dei prezzi zonal di vendita registrati sul MGP ponderata per le quantità accettate per la regolazione secondaria a salire nelle relative zone. La valorizzazione della regolazione primaria a scendere sarà pari al prezzo zonale di vendita su MGP, ridotto della metà del differenziale medio annuo fra la media dei prezzi zonal di vendita registrati sul MGP ponderata per le quantità accettate per la regolazione secondaria a scendere nelle relative zone e il prezzo medio ponderato delle offerte accettate per la regolazione secondaria a scendere su MSD.

Inoltre, sempre per far fronte all'aumento delle FRNP, in applicazione del decreto legislativo 93/11, l'AEEG con la delibera ARG/elt 199/11 ha previsto il riconoscimento ai fini tariffari di progetti pilota relativi ai sistemi di accumulo tramite batterie sulla rete di trasmissione nazionale, tramite una maggiorazione della remunerazione pari al 2% per un periodo di 12 anni. Con la delibera 288/2012/R/eel l'Autorità ha poi definito la procedura e i criteri di scelta, attraverso una apposita Commissione di esperti, e con la Delibera 66/2013/R/eel ha ammesso alla sperimentazione sulla rete di trasmissione sei progetti pilota di sistemi di accumulo "energy intensive", autorizzati dal Ministero dello sviluppo economico, nell'ambito dell'approvazione del Piano di sviluppo 2011 di Terna. Le iniziative, che hanno il fine di ridurre la mancata produzione da FRNP causata da congestioni sulla rete, raggiungono una dimensione complessiva di 35 MW di potenza e riguardano alcune tratte della rete oggi particolarmente critiche, quali la direttrice "Campobasso - Benevento 2 - Volturara - Celle San Vito" e la "Benevento 2 - Bisaccia 380".

Nei primi mesi del 2013 l'Autorità è anche intervenuta nuovamente per estendere quanto fatto per i progetti "energy intensive" ai progetti "power intensive" (Delibera 43/2013/R/eel). In particolare, sono stati ammessi al trattamento incentivante i due progetti pilota "Ottana" e "Caltanissetta" con

una potenza complessiva di circa 16 MW (divisi equamente per ciascun progetto) e prestazioni ultrarapide di assorbimento e rilascio di energia, finalizzate alla sicurezza del sistema.

3.4 L'evoluzione delle reti elettriche verso le smart grid

Le FRNP e la GD rappresentano l'innovazione che negli ultimi anni ha maggiormente inciso sulle reti di distribuzione, e sui sistemi elettrici più in generale, specialmente nel contesto nazionale, ma anche a livello internazionale. L'aumento di queste nuove forme di generazione dell'energia elettrica ha richiesto un cambio radicale nella gestione dei sistemi di controllo, regolazione protezione e automazione delle reti di distribuzione MT e BT, spinto in modo pressante da provvedimenti tecnici-regolatori intrapresi, in tempi molto brevi, per garantire la sicurezza dell'intero sistema elettrico.

Ad oggi si assiste, quindi, ad un ripensamento delle modalità di gestione delle reti di distribuzione MT e BT, che devono passare da "passive" ad "attive". Questa direzione di evoluzione è identificata, a livello internazionale, con il termine *smart grid*, sottintendendo strutture e modalità operative fortemente innovative che, oltre a mantenere un elevato livello di sicurezza e affidabilità dell'intero sistema, siano anche in grado di far fronte ai numerosi problemi legati alla gestione della GD, alle possibilità di controllo del carico, alla promozione della efficienza energetica e a un maggiore coinvolgimento degli utenti finali attivi e passivi (magari anche mobili, in quanto dotati di auto elettrica), anche con riferimento al mercato elettrico. Per questo motivo, negli ultimi anni si sono sviluppati numerosi progetti per lo sviluppo di sistemi di gestione e regolazione avanzati, come il telecontrollo per la supervisione e l'acquisizione di dati, che hanno permesso l'ottimizzazione dei flussi di energia elettrica lungo le reti di distribuzione MT con un aumento significativo delle prestazioni, con particolare riferimento alla qualità del servizio.

In aggiunta, la possibilità di integrare crescenti quantità di GD (in modo veloce, efficiente e senza riduzioni della Quality of Service, QoS) è un altro fattore di estrema importanza per consentire lo sviluppo e l'integrazione di strategie di controllo in tempo reale delle risorse di rete, soprattutto nella prospettiva di crescita delle infrastrutture di ricarica per i veicoli elettrici e dei sistemi di accumulo dell'energia che saranno in futuro connessi alle reti di distribuzione, soprattutto a livello BT.

La strategia utilizzata per il raggiungimento di questi obiettivi è quella di sviluppare prodotti e servizi innovativi che uniscono tecnologie per il monitoraggio, il controllo e la comunicazione anche in elementi periferici della rete, come ad esempio le cabine secondarie e gli utenti finali.

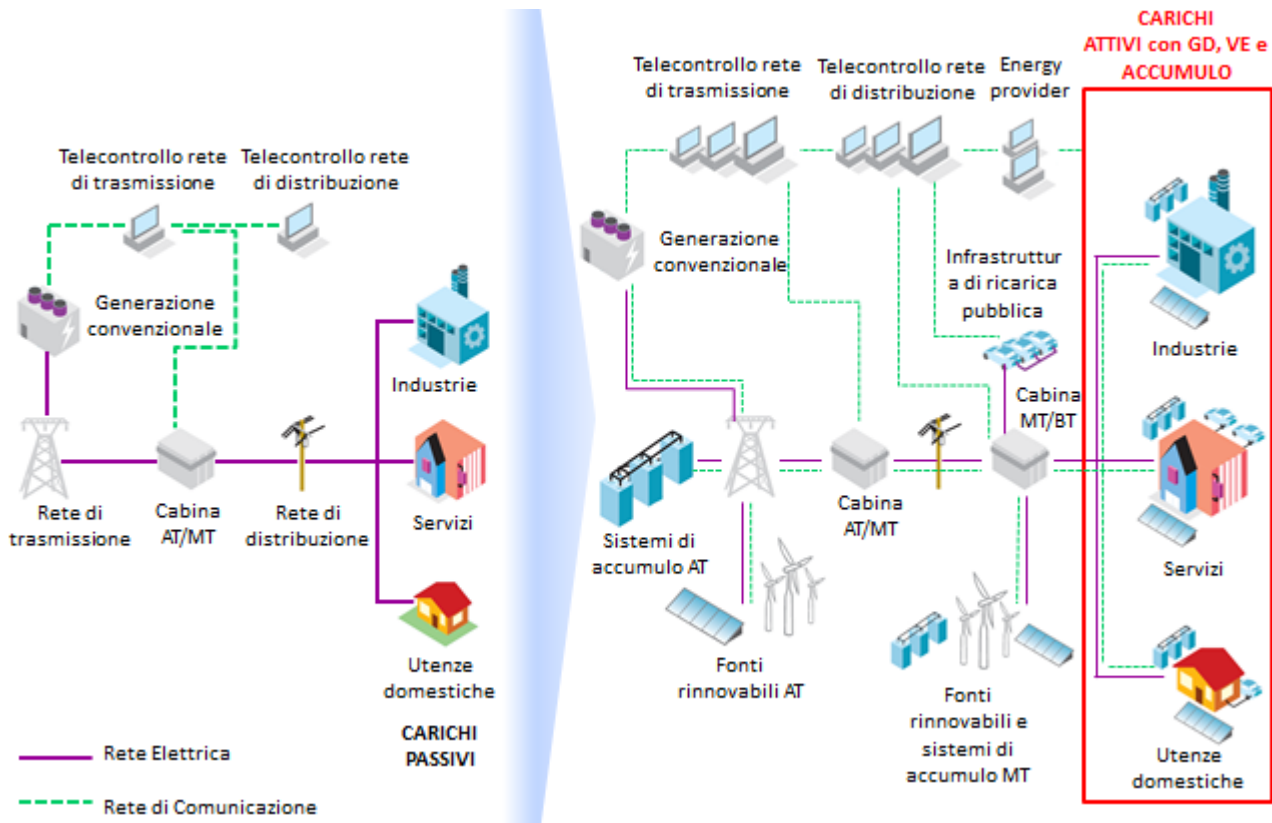


Figura 1. Evoluzione del sistema elettrico verso le smart grid.

4 NUOVI SERVIZI PER IL DISPACCIAMENTO

I provvedimenti messi in campo fino ad oggi, e descritti nel precedente paragrafo, fanno parte di un percorso (avviato con la deliberazione ARG/elt 160/11) di generale revisione dell'attuale disciplina del dispacciamento necessaria anche al fine di consentire, a parità di rete e di risorse disponibili, un maggiore accoglimento dell'energia elettrica prodotta da FRNP e una gestione del sistema elettrico nazionale in totale sicurezza.

Per garantire, infatti, il corretto funzionamento del complessivo sistema elettrico nazionale, e una migliore gestione dei flussi di energia, potrebbe essere opportuno impiegare anche risorse fornite, in prima battuta, dalle FRNP connesse sulle reti di trasmissione AT e AAT e, in seconda battuta, dalla GD (FRNP e non) connessa alle reti di distribuzione MT e BT.

Questo comporta pertanto una revisione della disciplina del dispacciamento che deve essere coordinata con lo sviluppo delle infrastrutture di rete; l'abilitazione alla fornitura delle risorse può avvenire soltanto attraverso la diffusione di opportuni sistemi di comunicazione avanzati e di nuove tecnologie (smart grid) capaci di scambiare segnali in tempo reale con i generatori alimentati da FRNP, agevolando l'approvvigionamento di quei servizi che ad oggi solo i generatori convenzionali di grande taglia sono obbligati a fornire.

Questi servizi ancillari alla trasmissione e distribuzione dell'energia possono essere offerti sia durante il normale funzionamento (servizi di controllo e dispacciamento, quali ad esempio la regolazione di frequenza, la regolazione di tensione, la erogazione/assorbimento di potenza reattiva e la predisposizione della riserva) sia in situazioni di emergenza a seguito di un comando imposto dal TSO e/o dal DSO (partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico, servizi di interrompibilità del carico, disponibilità all'utilizzo del telescatto), e, inoltre, possono essere offerti per far fronte sia a problemi locali (che si verificano sulla rete di distribuzione), sia a problemi globali (che si verificano sulla RTN).

La possibilità per le FRNP e la GD di fornire risorse per il dispacciamento permetterebbe al TSO, e quindi al DSO, di controllare e operare in tempo reale sulla generazione da FRNP (oltre che sul carico e su eventuali sistemi di accumulo) presente sulle reti di trasmissione, e sulla GD, sul carico (e sui sistemi di accumulo) presenti sulle reti di distribuzione, conseguendo miglioramenti sulla sicurezza dell'esercizio per l'intero sistema elettrico e sull'efficienza totale del sistema tramite l'utilizzo di risorse (locali e non) ad oggi non adeguatamente sfruttate.

4.1 Le risorse per il dispacciamento

I servizi ancillari che in prospettiva potrebbero essere forniti dalle FRNP e dalla GD sono:

- a) risorse in fase di programmazione;
- b) risorse per la riserva primaria di potenza;
- c) risorse per la riserva secondaria e terziaria di potenza;
- d) risorse per il bilanciamento;
- e) regolazione della tensione mediante assorbimento/erogazione di potenza reattiva;
- f) regolazione della tensione mediante riduzione della potenza attiva;
- g) funzionamento in isola di porzioni di rete.

Ulteriori risorse utili per il corretto funzionamento del sistema, ma di più lontana applicazione, potrebbero essere:

- h) servizi di demand response e interrompibilità del carico;
- i) disponibilità all'utilizzo del telescatto;
- j) partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico.

Le funzioni elencate possono essere fornite direttamente dalle FRNP (e dal carico) connesse alla rete di trasmissione, dalla GD e dal carico connesso alle reti di distribuzione o, in più ampia prospettiva, da sistemi di accumulo nella disponibilità dell'utente finale, del TSO o del DSO.

I paragrafi seguenti descrivono, con maggior dettaglio, i requisiti associati ad alcune delle funzioni appena elencate, provando a suddividerle tra requisiti/obblighi di natura tecnica che potrebbero essere garantiti dalle unità alimentate da FRNP e dalla GD per potersi connettere alla rete, e servizi che, invece, possono/devono essere offerti su mercato e che il TSO (o il DSO) potrebbero utilizzare per garantire il corretto funzionamento del complessivo sistema, con riferimento ai problemi sia di natura locale sia di natura globale; in questo senso, per ciascun requisito sarà anche indicato il possibile confine di utilizzo, rete di trasmissione o rete di distribuzione, e le possibili traiettorie temporali di applicazione¹⁰.

È importante precisare che tutte queste risorse potranno essere implementate ed utilizzate solo a seguito dello sviluppo delle smart grid che integrano sistemi di comunicazione avanzati “always-on” e sistemi di previsione, monitoraggio e controllo da remoto della GD (FRNP e non). Infatti, per garantire al TSO (e al DSO) la possibilità di controllare e gestire in totale sicurezza il sistema elettrico e la rete di distribuzione, tutti gli impianti dovranno essere dotati di un sistema di comunicazione veloce che consenta lo scambio di informazioni e segnali in tempo reale; in questo modo, analizzando i dati ricevuti sarà possibile intervenire sulla produzione di potenza attiva e

¹⁰ In questa prospettiva, è possibile anche immaginare che le caratteristiche di abilitazione delle unità convenzionali alla fornitura di servizi di dispacciamento potrebbero cambiare, abbassando la relativa soglia in potenza ad oggi fissata a 10 MVA.

reattiva, attraverso l'invio di opportuni set point che devono essere implementati da appositi sistemi di controllo e regolazione, assicurando, ad esempio, l'ottimizzazione del servizio, il ripristino in caso di disservizi, il controllo di eventuali emergenze e il coordinamento delle manovre per lavori. In aggiunta, sarà necessario prevedere opportuni meccanismi per la misura dell'avvenuta fornitura delle risorse acquistate (sempre tramite rete di comunicazione avanzata) e eventuali obblighi di comunicazione di informazioni relative alle unità di generazione coinvolte.

Dovrà inoltre essere effettuata una revisione dell'attuale disciplina degli sbilanciamenti in funzione del nuovo contesto di sistema e del modello di mercato prescelto (modalità di calcolo dello sbilanciamento effettivo e dei prezzi di sbilanciamento), oltre che dei corrispettivi di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento (ad oggi limitati ai soli punti di dispacciamento per unità abilitate) e delle relative modalità di calcolo.

A seconda del modello che si deciderà di implementare, oltre alla revisione della disciplina degli sbilanciamenti, dovrà essere prevista l'integrazione degli attuali mercati MGP, MI, MSD, MB con eventuali altri mercati per il dispacciamento locali¹¹ in modo da garantire il corretto funzionamento del complessivo sistema; sarà quindi necessario coordinare la successione temporale (in modo da rispettare gli attuali vincoli di tempo relativi sia al MSD ex-ante¹², sia al MB¹³) e le eventuali gerarchie (stabilendo le corrispondenti priorità) tra i vari mercati.

L'implementazione e il reale utilizzo delle risorse per il dispacciamento fornite dalle FRNP e dalla GD potrebbe permettere anche il superamento dell'attuale modello di gestione delle reti di distribuzione secondo un modello fit&forget¹⁴; ciò significa che le reti di distribuzione potrebbero non essere più necessariamente dimensionate per garantire il funzionamento dei generatori alla potenza massima in tutte le condizioni di carico, ma potrebbero essere esercitate considerando la possibilità che la GD possa supportarne il funzionamento offrendo risorse di rete necessarie a

¹¹ 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 complessivo sistema.

¹² Il MSD ex-ante si svolge in un'unica seduta nel giorno precedente il giorno di consegna. La seduta del MSD ex-ante per la presentazione delle offerte si apre alle ore 15.10 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 16.40 dello stesso giorno. Gli esiti individuali del MSD ex-ante vengono resi noti entro le ore 20.40 del giorno precedente il giorno di consegna.

¹³ Il MB è articolato in diverse sessioni nelle quali Terna seleziona offerte riferite a gruppi di ore del medesimo giorno in cui si svolge la relativa sessione del MB. Attualmente il MB è articolato in 5 sessioni. Per la prima sessione del MB vengono considerate le offerte presentate dagli operatori nella precedente sessione del MSD ex-ante. Per le altre sessioni del MB, le relative sedute per la presentazione delle offerte si aprono tutte alle ore 22.30 del giorno precedente il giorno di consegna (e comunque non prima che siano stati resi noti gli esiti della precedente sessione del MSD ex-ante) e si chiudono 1 ora precedente la prima ora che può essere negoziata nella relativa seduta.

¹⁴ Questo approccio allo sviluppo della generazione diffusa prevede un aumento della capacità di trasporto della rete di distribuzione tale da consentire agli impianti di generazione di immettere tutta la produzione senza che ciò possa – in alcun caso – compromettere la sicurezza del sistema.

risolvere congestioni o situazioni di criticità¹⁵. Infatti, la realizzazione di nuove reti (come da approccio fit&forget) consente l'incremento della capacità di trasporto tra zone e, di conseguenza, consente un incremento della capacità di regolazione riducendo la necessità di interventi nell'ambito del dispacciamento. Viceversa, l'ottimizzazione del servizio di dispacciamento (come da approccio smart grid) consentirebbe di utilizzare nel modo migliore tutte le risorse di rete disponibili. Ciò significa che, in alcuni contesti, lo sviluppo delle reti potrebbe non essere lo strumento più efficace per gestire la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non programmabili. Ad esempio, se la produzione da FRNP è fortemente stagionale, oppure i profili di GD, considerati congiuntamente ai profili di carico, presentano dei picchi concentrati in poche ore, anziché realizzare nuove reti sostenendo costi rilevanti, potrebbe essere più opportuno sfruttare al meglio la rete e la flessibilità del parco di generazione disponibile, effettuando azioni di modulazione della produzione o realizzando sistemi di controllo e regolazione dinamica delle reti.

Il superamento di modalità di esercizio della GD del tipo fit&forget potrebbe comunque avvenire in più fasi; potrebbe essere prevista, in una fase iniziale, la sola modulazione della potenza reattiva¹⁶ necessaria a risolvere criticità legate ai profili di tensione; in una fase successiva, la possibilità di modulare temporaneamente anche l'immissione di potenza attiva per risolvere congestioni di rete a livello locale; infine, a tendere, la possibilità per la GD di fornire servizi per il corretto funzionamento del sistema.

In parallelo all'evoluzione della disciplina del dispacciamento e delle modalità di gestione della rete di distribuzione, potrebbe poi essere necessario prevedere una modifica delle modalità attraverso le quali l'adeguamento della rete di distribuzione, inteso come sviluppo ed evoluzione della rete, dovrebbe avere luogo per assicurare una connessione efficiente della produzione da fonti rinnovabili. Il passaggio ad un dispacciamento locale potrebbe, quindi, richiedere anche una più generale revisione dei meccanismi di regolazione del DSO per la copertura dei costi di distribuzione e di gestione in modo da indirizzare gli investimenti in espansione della rete nei punti in cui essa è inevitabile (punti in cui il ricorso all'utilizzo di risorse locali fornite dalla GD per risolvere criticità di esercizio risulta eccessivo, non efficiente). Un ulteriore possibile elemento riguarda l'evoluzione delle regole di connessione e dell'assegnazione dei diritti di utilizzo di tale capacità da parte dei generatori. Infatti, potrebbe accadere che i segnali di prezzo trasferiti alla GD, non contenendo tutti gli elementi rilevanti nella definizione del valore per il sistema di un certo sviluppo della capacità di

¹⁵ In questo caso, il DSO pur garantendo la priorità di dispacciamento della GD, in situazioni di potenziale criticità ne limita temporaneamente l'immissione in rete. A parità di sviluppo rete, il numero di generatori che possono essere connessi aumenta considerevolmente, garantendo la completa integrazione della GD in rete.

¹⁶ Infatti, i requisiti costruttivi imposti dalle regole tecniche di connessione alla GD comportano che la modulazione della potenza reattiva all'interno di un certo intervallo di $\cos\phi$ non influenzi la produzione di potenza attiva o comunque la influenzi in modo marginale.

generazione, non riescano a incentivare gli investitori a localizzare i nuovi impianti coerentemente con le necessità della rete.

Un ultimo aspetto da tenere in considerazione è la possibile evoluzione del modello di mercato dalla attuale configurazione zonale ad una nodale attraverso la definizione di prezzi marginali nodali sul tempo reale ai fini della regolazione degli sbilanciamenti ed eventualmente delle movimentazioni su MSD.

4.1.1 I requisiti/obblighi di natura tecnica

I requisiti/obblighi di natura tecnica fanno riferimento a quei servizi che le unità di produzione alimentate da FRNP e da GD dovrebbero garantire per connettersi alla rete, in modo che il funzionamento del complessivo sistema risulti sicuro ed affidabile.

Le modalità di funzionamento, imposte agli impianti alimentati da FRNP e agli impianti di GD connessi alle reti di trasmissione e distribuzione quando la capacità installata cumulativa era ancora marginale, in presenza di transitori di frequenza/tensione o disservizi sul sistema elettrico potrebbero non garantire la necessaria capacità regolante, risultando, quindi, non adeguate con la gestione delle perturbazioni che hanno origine sulle reti di trasmissione e distribuzione.

Pertanto, per favorire una migliore stabilità della rete, tutte le unità di produzione alimentate da FRNP e la GD dovrebbero essere progettate, realizzate ed esercite in modo da garantire i requisiti/obblighi di natura tecnica di seguito riportati.

4.1.1.1 Risorse per la riserva primaria di potenza

In un sistema elettrico, lo squilibrio tra generazione e carico causa un transitorio che nei primi istanti comporta una variazione dell'energia cinetica immagazzinata nei motori e negli alternatori connessi e in esercizio sulla rete elettrica con una conseguente variazione della frequenza rispetto al valore nominale. Nei primi istanti successivi alla variazione di frequenza, l'inerzia delle macchine sincrone, convertendo l'energia cinetica delle masse rotanti in energia elettrica, contrasta i cambiamenti improvvisi della frequenza limitandone l'escursione e permettendo, nei secondi successivi alla variazione di frequenza, di attivare i regolatori di velocità delle unità di produzione. I regolatori, agendo automaticamente, ed in maniera autonoma l'uno dall'altro, sulla potenza generata dai rispettivi motori primi ad essi asserviti, modificano la potenza elettrica in modo da ristabilire l'equilibrio tra la generazione ed il carico, stabilizzando la frequenza ad un opportuno valore.

In particolare, nel caso di un transitorio in sottofrequenza, la potenza complessiva immessa in rete dalle unità di produzione in esercizio deve essere aumentata; è quindi necessario che tutte le unità dispongano di un margine di potenza tra il punto di funzionamento e la potenza massima (riserva o

banda di regolazione primaria). Allo stesso modo, in caso di un transitorio di sovralfrequenza, la riserva di regolazione primaria è data dal margine di potenza tra il punto di funzionamento e la potenza corrispondente a quella di minimo tecnico dichiarata per ogni impianto.

Nel caso di aumento degli impianti alimentati da FRNP e di GD, vi sono due criticità fondamentali. La prima è legata alla mancanza di inerzia di gran parte delle macchine utilizzate per produrre energia da FRNP (generatori eolici full-converter e generatori FV), dovuta alla presenza di elementi statici (inverter) che non posseggono un'inerzia propriamente detta; questa caratteristica intrinseca comporta una generale diminuzione dell'inerzia totale del sistema, che si traduce in un aumento delle escursioni in frequenza a cui deve però corrispondere un incremento della rapidità e della precisione delle contromisure predisposte.

La seconda è legata alla scelta di non realizzare tramite questi impianti la regolazione primaria di frequenza per evitare il non utilizzo della fonte primaria rinnovabile; tale scelta, però si traduce in una progressiva diminuzione di riserva primaria per l'intero sistema.

Per far fronte a queste due criticità potrebbe quindi essere necessario che anche gli impianti alimentati da FRNP e la GD forniscano, nelle normali condizioni di esercizio e in emergenza, una riserva di regolazione primaria attraverso opportune modalità di fornitura (ad esempio, tempi di fornitura del servizio, statismo, banda morta intenzionale, anche diversi da quelli attualmente previsti per le unità convenzionali) che rappresentino un giusto compromesso tra le esigenze di sistema e le caratteristiche stesse di questi generatori. In aggiunta, potrebbe essere richiesto agli impianti alimentati da FRNP di contribuire all'inerzia del sistema fornendo la cosiddetta "inerzia sintetica" tramite, ad esempio, sistemi di accumulo associati agli inverter, in modo da mantenere basso il tasso di variazione della frequenza in caso di squilibri (soprattutto in condizioni di sottofrequenza) della potenza attiva.

La regolazione primaria della frequenza, almeno entro una certa banda obbligatoria, potrebbe rappresentare un obbligo di natura tecnica a livello di sistema che il TSO potrebbe richiedere agli impianti di generazione alimentati da FRNP e alla GD per poter gestire in sicurezza il sistema stesso (in prospettiva anche ai carichi passivi attraverso l'impiego di elettrodomestici intelligenti) e per garantire, allo stesso tempo, un adeguato livello di qualità del servizio; essa si configurerebbe, quindi, come una risorsa (che può essere approvvigionata anche in modo diffuso sul territorio) necessaria al corretto funzionamento della rete di trasmissione.

La richiesta di questa risorsa da parte del TSO potrebbe riguardare tutte le macchine; potrebbe essere più semplice, almeno in una fase iniziale, implementarla (per questioni di misura e di verifica della prestazione) sulle unità di produzione alimentate da FRNP di grossa taglia connesse alla rete

di trasmissione e, successivamente, anche sulle macchine più piccole (GD) connesse alle reti di distribuzione.

4.1.1.2 Disponibilità all'utilizzo del telescatto

In alcune aree di rete, soprattutto a livello di trasmissione ma in prospettiva anche a livello di distribuzione, non sempre è possibile il pieno smaltimento della produzione sia in condizioni di normale funzionamento, sia a seguito di disservizi. Per questo motivo, il TSO predispone azioni di controllo correttivo di tipo automatico necessarie a ridurre la produzione delle centrali che hanno una maggiore influenza per il rispetto dei vincoli. Pertanto, se a seguito di un evento capace di degradare il funzionamento del sistema elettrico (impreviste maggiori richieste di carico, perdita improvvisa di importanti unità o poli di generazione, grandi sovraccarichi transitori o permanenti di linee o trasformatori, condizioni di degrado o collasso di frequenza, condizioni di degrado o collasso di tensione, perdita in rapida sequenza di linee AT/AAT, con separazione tra le reti) sussistono le condizioni per un esercizio in sicurezza N della parte di rete interessata, è possibile non vincolare a preventivo il valore di produzione, ma attivare un segnale di telescatto/teleriduzione di una o più unità (la potenza in produzione da distaccare/ridurre è dimensionata in base alla capacità di trasporto delle linee residue).

L'aumento delle FRNP e della GD, installate con particolare concentrazione in zone ben definite del sistema elettrico che, a volte, possono essere isolate o debolmente interconnesse, può essere un ulteriore elemento capace di compromettere la sicurezza dell'intero sistema.

Al solo fine di garantire la sicurezza del sistema elettrico, la disponibilità all'utilizzo del telescatto potrebbe essere estesa, anche su base volontaria, agli impianti FRNP connessi alle reti di trasmissione, ampliando l'attuale disciplina che già prevede per gli stessi impianti la possibilità di riduzione della potenza immessa in rete o il distacco di generazione e rendendola più performante con i requisiti necessari per la partecipazione di queste unità ai piani di difesa.

In prospettiva, qualora le reti di distribuzione non siano più gestite tramite modalità fit&forget, la disponibilità all'utilizzo del telescatto potrebbe anche essere richiesta alle unità di GD e potrebbe essere utilizzata dai DSO per risolvere criticità a livello locale sulla propria rete di distribuzione; infatti, in presenza di un problema di rete (sovraccarichi transitori o permanenti di linee o trasformatori) potrebbe essere possibile impiegare questa risorsa per ricondurre l'esercizio in sicurezza, qualora le risorse per il bilanciamento non risultassero sufficienti o fosse necessaria un'azione più rapida comandata direttamente dal DSO.

La disponibilità all'utilizzo del telescatto potrebbe, quindi, configurarsi come un obbligo di natura tecnica a livello di sistema e/o a livello locale che i DSO o il TSO potrebbero richiedere agli

impianti di generazione alimentati da FRNP e alla GD per gestire in sicurezza il sistema elettrico e le reti di distribuzione e garantire, allo stesso tempo, un adeguato livello di qualità del servizio.

La richiesta di questa risorsa potrebbe riguardare in tempi più brevi le unità di produzione alimentate da FRNP di grossa taglia connesse alla rete di trasmissione e, più in prospettiva, anche sulle macchine più piccole (GD) connesse alle reti di distribuzione.

4.1.1.3 Partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico

Il Piano di Riaccensione contiene le indicazioni e le manovre necessarie alle unità di produzione abilitate al controllo e alla conduzione degli impianti del sistema elettrico per ripristinare le normali condizioni di alimentazione a seguito di un blackout esteso, garantendo la ripresa del servizio e la minimizzazione dei tempi di riaccensione.

L'attuale Piano di Riaccensione prevede l'utilizzo coordinato, in condizioni di funzionamento critiche, di alcuni impianti di produzione abilitati (idonei alla riaccensione), e degli impianti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica. Con il progressivo aumento degli impianti alimentati da FRNP, la possibilità di garantire la rialimentazione del sistema elettrico potrebbe essere ottenuta anche tramite queste macchine che devono quindi essere capaci di realizzare tutte le manovre necessarie per il ripristino del sistema elettrico.

La partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico è un obbligo di natura tecnica a livello di sistema che Terna potrebbe richiedere agli impianti di generazione alimentati da FRNP e alla GD per poter gestire in sicurezza il sistema elettrico; si configurerebbe, quindi, come una risorsa (che può essere approvvigionata anche in modo diffuso sul territorio) necessaria al corretto funzionamento della rete di trasmissione.

La richiesta di questa risorsa da parte di Terna potrebbe riguardare tutte le macchine; potrebbe essere più semplice, almeno in una fase iniziale, implementarla sulle unità di produzione alimentate da FRNP di grossa taglia connesse alla rete di trasmissione e, successivamente, anche sulle macchine più piccole (GD) connesse alle reti di distribuzione.

Può essere utile sottolineare che gli impianti alimentati da FRNP sono per loro natura capaci di rimanere in condizioni di funzionamento tali da consentire una rapida riconnessione del gruppo di generazione stesso dalla rete: per questo motivo il rifiuto del carico, che è stato elencato tra i servizi del paragrafo 2, non è qui esplicitato.

4.1.1.4 Funzionamento in isola di porzioni di rete

Per garantire una maggiore continuità del servizio in reti di distribuzione soggette a guasti frequenti che comportano interruzioni prolungate estese (ad esempio zone di montagna dove la mancanza

della rete elettrica prevalente è un accadimento che può ripetersi con una certa frequenza), nella prospettiva delle smart grid, il DSO potrebbe continuare a gestire la sua rete o porzioni di essa, qualora lo ritenga opportuno, in isola rispetto al sistema elettrico. In questo caso, gli impianti di GD (FRNP e non) devono garantire il funzionamento anche in assenza di alimentazione esterna alimentando tutti i carichi sottesi con elevati livelli di qualità, affidabilità e sicurezza e prestando i necessari servizi di regolazione (tensione e frequenza).

La possibilità di funzionamento in isola di porzioni di rete potrebbe, quindi, configurarsi come un obbligo di natura tecnica (di rara applicazione) a livello locale che il DSO potrebbe richiedere ad alcuni impianti di GD per garantire elevati livelli di continuità del servizio su reti spesso soggette a interruzioni prolungate.

4.1.2 I servizi di mercato

I servizi di mercato fanno riferimento a quei servizi necessari a gestire le congestioni della rete rilevante, a predisporre adeguata capacità di riserva, e a garantire l'equilibrio tra immissioni e prelievi anche in tempo reale che Terna acquista sulla base delle previsioni di fabbisogno. Queste risorse, fornite dalle sole unità abilitate, sono valorizzate al prezzo indicato nella relativa offerta (pay as bid). La sede di negoziazione delle offerte è il MSD; su di esso Terna stipula i relativi contratti di acquisto e vendita e agisce come controparte centrale delle negoziazioni.

Nella prospettiva di utilizzare anche le FRNP per garantire un funzionamento sicuro e affidabile del complessivo sistema, le relative risorse messe a disposizione da questi impianti sarebbero approvvigionate sempre tramite un mercato del servizio di dispacciamento configurandosi quindi come servizi di mercato.

Per consentire, infatti, un miglior esercizio della rete e lo sviluppo di più capacità di generazione di quella attuale si potrebbero, infatti, ridefinire i diritti che ciascun impianto (FRNP e GD) assume per effetto della connessione alla rete, e i meccanismi economici attraverso cui tali diritti possono essere "riacquistati" dal gestore nel caso in cui non siano esercitati dal titolare o nel caso di situazioni di criticità, abilitando di fatto l'accesso, anche a questi impianti, al mercato per i servizi di dispacciamento nella prospettiva di sfruttare tutte le potenzialità offerte da queste nuove unità di produzione.

Per favorire, quindi, una migliore stabilità della rete e un migliore utilizzo di tutte le risorse presenti, tutte le unità di produzione alimentate da FRNP e la GD dovrebbero essere progettate, realizzate ed esercite in modo da rendere possibili i servizi di mercato di seguito riportati.

4.1.2.1 Risorse in fase di programmazione

Le risorse in fase di programmazione, come già illustrate nel paragrafo 4.1 a), potrebbero essere richieste dal TSO alle unità alimentate da FRNP connesse alla rete di trasmissione per eliminare le congestioni generate dai programmi aggiornati cumulati di immissione e prelievo.

In prospettiva, nel caso in cui si sviluppi un dispacciamento a livello locale, questa risorsa potrà essere richiesta dal DSO alle unità di GD connesse alla rete di distribuzione per garantire, in fase di programmazione, la risoluzione delle congestioni (esattamente come sulla rete di trasmissione) o un profilo di scambio programmato/predefinito all'interfaccia AT/MT; in questo secondo caso, infatti, il DSO potrebbe, ad esempio, acquistare la disponibilità a produrre (o a non produrre) da parte di impianti di generazione programmabili e con elevata capacità di modulazione (ad esempio, impianti cogenerativi, impianti alimentati da biomasse, etc.) o da parte di sistemi di storage fino a coprire la quota di FRNP che si ritiene possa non rispettare il programma al giorno prima.

La risorsa in fase di programmazione rappresenterebbe, quindi, un servizio sia di sistema sia locale che il TSO e il DSO potrebbero rispettivamente acquistare per il tramite di un mercato.

4.1.2.2 Risorse per la riserva primaria di potenza

Come già illustrato nel paragrafo 4.1.1.1, la riserva primaria di potenza rappresenta un obbligo di natura tecnica a livello di sistema che il TSO potrebbe anche richiedere agli impianti di generazione alimentati da FRNP e alla GD per poter gestire in sicurezza il sistema elettrico. Come suggerito nel DCO 508/2012/R/EEL, oltre una banda minima obbligatoria, si potrebbe prevedere che la riserva primaria sia un servizio che il TSO può acquistare dalle unità alimentate da FRNP (anche GD) tramite mercato.

4.1.2.3 Risorse per la riserva secondaria e terziaria di potenza

Le risorse per la riserva secondaria e terziaria di potenza, come già illustrate nel paragrafo 4.1 c), potrebbero essere richieste dal TSO alle unità alimentate da FRNP connesse sulla rete di trasmissione o alla GD connessa alle reti di distribuzione per compensare gli scarti tra fabbisogno e produzione del sistema nazionale, riportando gli scambi di potenza alla frontiera ai valori di programma, e contribuendo al ristabilimento della frequenza sull'intera rete europea.

Le risorse per la riserva secondaria e terziaria di potenza rappresenterebbero, quindi, un servizio di sistema che (in prospettiva) il TSO potrebbe acquistare per il tramite di un mercato dagli impianti alimentati da FRNP.

La richiesta di questa risorsa da parte di Terna potrebbe riguardare tutte le macchine; inizialmente appare complesso richiedere questo servizio alle unità alimentate da FRNP e alla GD, sia per la

forte aleatorietà che caratterizza queste fonti, sia per le potenze limitate che le caratterizzano. In prospettiva, se si decidesse di estendere questo servizio anche a queste unità, appare più opportuno implementarlo inizialmente sulle unità di produzione alimentate da FRNP di grossa taglia connesse alla rete di trasmissione e, successivamente, anche sulle macchine più piccole (GD) connesse alle reti di distribuzione, soprattutto se dotate di un sistema di accumulo.

4.1.2.4 Risorse per il bilanciamento

Le risorse per il bilanciamento, come già illustrate nel paragrafo 4.1 d), potrebbero essere richieste dal TSO alle unità alimentate da FRNP connesse sulla rete di trasmissione o alla GD connessa alle reti di distribuzione per garantire il mantenimento dell'equilibrio tra le immissioni e i prelievi di energia elettrica, per la risoluzione di congestioni di rete e per il ripristino dei corretti margini di riserva secondaria di potenza.

Le risorse per il bilanciamento possono poi anche essere richieste dal DSO alla GD connessa alle reti di distribuzione, oltre che per garantire in tempo reale la risoluzione di congestioni di rete locali, anche per mantenere costante il profilo di scambio all'interfaccia AT/MT nella fase di esercizio in tempo reale, annullando l'eventuale differenza rispetto al profilo di scambio stimato al giorno prima (mantenimento dell'equilibrio tra le immissioni ed i prelievi di energia elettrica rispetto al programma stimato).

Le risorse per il bilanciamento rappresenterebbero, quindi, un servizio sia di sistema sia locale che il TSO e il DSO possono rispettivamente acquistare per il tramite di un mercato.

4.1.2.5 Regolazione della tensione mediante assorbimento/erogazione di potenza reattiva

La presenza di utenti attivi sulla rete di distribuzione può causare alterazioni del profilo di tensione (problema locale). Nell'attuale configurazione (passiva) della rete di distribuzione, la logica di regolazione prevede di impostare un riferimento di tensione opportunamente elevato in CP (ricorrendo alla regolazione del Variatore Sotto Carico, VSC, del trasformatore AT/MT di CP eventualmente con compound), così da compensare le cadute di tensione sulle linee e rispettare l'indicazione della EN 50160 anche nei punti di consegna a fondo linea. In queste condizioni di funzionamento, e con rete passiva, le tensioni hanno sempre andamento non crescente, per via del fatto che i flussi di potenza attiva e reattiva, provenienti dalla CP, attraversano le dorsali unidirezionalmente verso valle, determinando cadute di tensione su ogni tratto di linea. Nel caso invece di rete attiva, la presenza di GD potrebbe determinare un radicale cambiamento del regime di tensione sui feeder: la connessione di un generatore lungo una linea MT può infatti invertire i flussi di potenza, determinando un incremento della tensione in quel punto e, più in generale, la

variazione del profilo di tensione lungo l'intero feeder, anche al di sopra dei valori tollerabili. In tal caso, la regolazione di tensione come attuata oggi dal VSC non risulta più efficace, soprattutto in presenza della cosiddetta inversione del profilo di tensione (cioè nel caso in cui la tensione nei punti più periferici della rete – quelli a cui è potenzialmente connessa la GD – assuma valori superiori alle tensioni nei nodi in prossimità delle sbarre MT) ed, anzi, può avere effetti dannosi sui profili di tensione di rete: l'impostazione di setpoint sbagliati potrebbe, infatti, causare l'infrazione dei limiti di tensione superiori, in corrispondenza di quei nodi, a potenziale maggiore delle sbarre MT, dove è installata GD.

Gli stessi problemi sono riscontrabili anche sulle linee BT dove la presenza di numerosi impianti fotovoltaici connessi spesso a fondo linea può portare ad un aumento dei valori di tensione nel punto di connessione¹⁷.

Per limitare la tensione il DSO potrebbe implementare una logica di controllo della regolazione di tensione di tipo centralizzato richiedendo una iniezione di reattivo da parte dei gruppi di generazione; in particolare, il DSO potrebbe inviare un segnale di livello di potenza reattiva da erogare da parte di tutti i gruppi di GD connessi ad una linea/rete nei limiti della propria *capability* in modo da ottimizzare il profilo di tensione della rete.

La possibilità per le unità di GD (in particolare, impianti fotovoltaici) di immettere o assorbire potenza reattiva potrebbe anche essere sfruttata dal TSO per contrastare le variazioni di tensione, soprattutto nelle ore notturne quando la rete è scarica. Nelle ore notturne, il TSO potrebbe richiedere agli impianti fotovoltaici di assorbire potenza reattiva (“sole di notte”) in modo da controllare il profilo di tensione anche sulla rete di trasmissione utilizzando risorse facilmente disponibili.

La richiesta di assorbimento/iniezione di potenza reattiva da parte di gruppi di GD si configura, quindi, come un servizio di sistema che il TSO potrebbe acquistare per il tramite di un mercato; ma anche come un servizio locale che il DSO potrebbe acquistare attraverso un mercato (qualora la possibilità di regolare tensione rispetto ad uno specifico punto sia possibile per un elevato numero di generatori), o tramite chiamata diretta, remunerando il servizio ad un prezzo amministrato (è più probabile, infatti, che poche unità potranno fronteggiare uno specifico problema locale).

4.1.2.6 Regolazione della tensione mediante riduzione della potenza attiva

Per quelle situazioni in cui le azioni sopra descritte si dimostrassero insufficienti al contenimento della tensione sulle reti di distribuzione, il DSO, per controllare il profilo di tensione sulla propria

¹⁷ Questa criticità è maggiormente accentuata in ragione del fatto che attualmente i trasformatori MT/BT di cabina secondaria non sono dotati di VSC per cui non è possibile effettuare alcun tipo di regolazione (il set point è infatti fisso e può essere cambiato solo manualmente).

rete, potrebbe inviare segnali di limitazione della potenza attiva alla GD, fino a, nel caso peggiore, annullarne completamente l'iniezione. La limitazione della potenza attiva per valori di tensione prossimi o superiori al 110% del valore nominale si configura, quindi, come un servizio locale che il DSO potrebbe acquistare attraverso un mercato (qualora la possibilità di regolare tensione rispetto ad uno specifico punto sia possibile per un elevato numero di generatori), o tramite chiamata diretta, remunerando il servizio ad un prezzo amministrato (è più probabile, infatti, che poche unità potranno fronteggiare un problema locale originatosi in uno specifico punto di rete; ma, soprattutto, potrebbe risultare più conveniente, dal punto di vista economico, ridurre la potenza attiva delle sole macchine che sono più adatte a fornire questo servizio (come ad esempio le unità di cogenerazione che rispetto alle FRNP consentono una modulazione della potenza attiva senza perdere la fonte primaria).

4.1.2.7 Servizio di demand response e di interrompibilità del carico

Il coinvolgimento degli utenti finali (MT e BT) nella gestione del complessivo sistema elettrico potrebbe aumentare la flessibilità nella gestione della rete da parte del DSO, consentendo una integrazione più efficace delle fonti rinnovabili, la cui introduzione comporta l'aumento dell'intermittenza e dell'imprevedibilità dei flussi di energia elettrica sulla rete stessa.

Gli utenti finali, o aggregazioni di consumatori, abilitati a ricevere e a rispondere a segnali inviati dal DSO o dal TSO (demand response, soprattutto qualora il servizio sia effettuato tramite elettrodomestici smart in modo automatico, senza prevedere il coinvolgimento diretto dell'utente) potrebbero offrire servizi di dispacciamento rendendosi disponibili a modulare (a salire o a scendere) o a interrompere il proprio carico nel caso in cui le risorse approvvigionate dal TSO o dal DSO tramite le unità di generazione siano insufficienti al mantenimento del corretto funzionamento e della sicurezza del sistema e delle reti di distribuzione¹⁸.

Il servizio di demand response e di interrompibilità del carico si configurerebbe, quindi, come un servizio di sistema e come un servizio locale che il TSO e il DSO rispettivamente possono acquistare tramite un mercato.

Nonostante gli indubbi vantaggi che, almeno in linea teorica, questa funzione potrebbe apportare al sistema, la sua applicazione, per le ragioni di seguito esposte, è molto più prospettica. Innanzitutto i piccoli consumatori sono presumibilmente disposti ad offrire solo una quota del loro potenziale, perché danno molto valore all'energia (e alla possibilità di usarla quando vogliono). Pertanto, per creare una prestazione di risorse significativa per il DSO o per il TSO, sarebbe necessario aggregare

¹⁸ Come già anticipato, un'interessante prospettiva di sviluppo potrebbe essere legata alla possibilità di fornire in modo automatico, tramite elettrodomestici smart, il servizio di riserva primaria, regolando la potenza attiva fornita dai carichi passivi in funzione del valore di frequenza.

la flessibilità di molti. Ulteriori considerazioni devono tenere conto della qualità del servizio di dispacciamento che può essere offerto dai piccoli consumatori in relazione alle esigenze locali e di sistema. Infatti, il gestore deve poter contare con certezza sulla fornitura di questi servizi, che devono essere erogati in maniera tempestiva. Anche piccole differenze tra quanto richiesto e il servizio offerto potrebbero mettere a rischio la sicurezza del sistema. Proprio per questo motivo è più probabile che risulti più efficiente, almeno nel breve periodo, acquistare questi servizi dagli impianti di generazione, piuttosto che dai piccoli consumatori.

Risorsa	Tipologia	Servizio di sistema (TSO)	Servizio locale(DSO)
<i>Risorse in fase di programmazione</i>	Servizio di mercato	<p style="text-align: center;">SI</p> <ul style="list-style-type: none"> • Eliminare congestioni in fase di programmazione 	<p style="text-align: center;">SI</p> <ul style="list-style-type: none"> • Eliminare congestioni in fase di programmazione • Garantire il profilo programmato in fase di programmazione
<i>Risorse per la riserva primaria di potenza</i>	<p>Requisito/obbligo di natura tecnica entro una certa banda</p> <p>Servizio di mercato per maggiore capacità</p>	<p style="text-align: center;">SI</p> <ul style="list-style-type: none"> • Correggere lo squilibrio istantaneo tra produzione e carico 	NO
<i>Risorse per la riserva secondaria (e terziaria) di potenza</i>	Servizio di mercato (in prospettiva)	<p style="text-align: center;">SI</p> <ul style="list-style-type: none"> • Compensare gli scarti tra fabbisogno e produzione del sistema 	NO
<i>Risorse per il bilanciamento</i>	Servizio di mercato	<p style="text-align: center;">SI</p> <ul style="list-style-type: none"> • Garantire equilibrio tra immissioni e prelievi • Risoluzione di congestioni di rete • Ripristino dei corretti margini di riserva secondaria di potenza 	<p style="text-align: center;">SI</p> <ul style="list-style-type: none"> • Risoluzione di congestioni di rete • Garantire il mantenimento del profilo programmato
<i>Regolazione della tensione mediante assorbimento/erogazione di potenza reattiva</i>	Servizio di mercato	<p style="text-align: center;">SI</p> <ul style="list-style-type: none"> • Contrastare le variazioni di tensione, soprattutto nelle ore notturne (“sole di notte”) 	<p style="text-align: center;">SI</p> <ul style="list-style-type: none"> • Controllare il profilo di tensione lungo linea
<i>Regolazione della tensione mediante riduzione della potenza attiva</i>	Servizio di mercato	NO	<p style="text-align: center;">SI</p> <ul style="list-style-type: none"> • Controllare il profilo di tensione lungo linea se la regolazione di potenza reattiva non è sufficiente
<i>Servizio di demand response e di interrompibilità del carico</i>	Servizio di mercato (in prospettiva)	<p style="text-align: center;">SI</p> <ul style="list-style-type: none"> • Garantire la sicurezza qualora le altre risorse non siano sufficienti 	<p style="text-align: center;">SI</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aumentare la flessibilità nella gestione della rete anche rispetto al mantenimento di un profilo programmato
<i>Partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico</i>	Requisito/obbligo di natura tecnica	<p style="text-align: center;">SI</p> <ul style="list-style-type: none"> • Piani di riaccensione 	NO
<i>Disponibilità all'utilizzo del telescatto</i>	Requisito/obbligo di natura tecnica	<p style="text-align: center;">SI</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ristabilire il funzionamento in sicurezza N-1 	<p style="text-align: center;">SI</p> <ul style="list-style-type: none"> • Risolvere sovraccarichi di rete qualora le risorse per il bilanciamento non fossero sufficienti o sia necessaria un'azione più rapida
<i>Funzionamento in isola di porzioni di rete</i>	Requisito/obbligo di natura tecnica	NO	<p style="text-align: center;">SI</p> <ul style="list-style-type: none"> • Migliorare esercizio di reti con frequenti interruzioni prolungate estese

Tabella 1. Requisiti/obblighi di natura tecnica e servizi di mercato che possono essere offerti da unità di produzione alimentate da FRNP e dalla GD (FRNP e non).

5 MODALITÀ INNOVATIVE DI APPROVVIGIONAMENTO DELLE RISORSE PER IL DISPACCIAMENTO

La disciplina del dispacciamento è complessa ed articolata, e la sua evoluzione deve tenere in considerazione moltissimi fattori; le procedure brevemente descritte nel seguito sono solo indicative, e mostrano alcuni possibili scenari di sviluppo futuro che devono essere coordinati, estesi e approfonditi (tramite dettagliate analisi costi-benefici) anche in relazione all'evoluzione complessiva della struttura del mercato elettrico.

In questo studio sono tratteggiate tre possibili soluzioni per il dispacciamento degli impianti alimentati da FRNP e della GD.

La prima (*Dispacciamento Centralizzato Esteso*, Modello 1 nel seguito), che limitatamente alle sole unità di produzione convenzionali è già oggi utilizzata, potrebbe essere quella in cui il dispacciamento di tutte le unità è effettuato a livello centrale nella responsabilità del TSO e 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, che rappresenta un'unità virtuale di produzione capace di aggregare più unità di produzione non rilevanti, nella titolarità di un unico utente del dispacciamento, appartenenti alla medesima zona e della stessa tipologia, a cui l'utente attivo stesso si affida).

La seconda soluzione (*Dispacciamento Locale del DSO*, Modello 2 nel seguito) 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 nel seguito) 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 all'interfaccia AT/MT programmato, ossia è responsabile di mantenere, nel tempo reale, lo scambio di energia con la rete di trasmissione il più possibile simile a quello definito in fase di programmazione.

5.1 Modello 1 – “Dispacciamento Centralizzato Esteso”

In questo caso tutte le unità alimentate da FRNP connesse alla rete di trasmissione e la GD (FRNP e non) connessa alle reti di distribuzione MT e BT, oltre all’obbligo di fornire (al pari delle unità di produzione di tipo convenzionale come anche, con modalità differenti, dei carichi) una previsione al giorno prima della energia prodotta (ed eventualmente dell’energia assorbita dai propri carichi in caso di impianti a cessione parziale di energia) a livello di singolo utente di dispacciamento (punto di dispacciamento relativo ad un singolo impianto o ad un aggregato di impianti a livello di singola zona¹⁹), potrebbero anche fornire servizi di dispacciamento. In questo modello, il mercato continuerebbe ad essere gestito con i meccanismi attuali abilitando i punti di dispacciamento di produzione e consumo, come nuovamente definiti con l’introduzione delle FRNP e della GD, ad immettere/prelevare energia elettrica e a fornire servizi per il dispacciamento.

I servizi di dispacciamento che potrebbero essere offerti in questo modello saranno solo quelli di sistema (come da Tabella 1); ciò significa che il TSO potrà acquistare le risorse necessarie a garantire il bilanciamento in fase di programmazione e in tempo reale, oltre che dagli impianti convenzionali, anche dalle unità alimentate da FRNP connesse alla rete di trasmissione e dalla GD (FRNP e non) connessa alle reti di distribuzione MT e BT.

Gli impianti alimentati da FRNP e la GD saranno, quindi, responsabili del rispetto degli impegni fisici (che devono corrispondere, per non creare sbilanciamenti, agli impegni commerciali assunti sul mercato da ciascun utente del dispacciamento) mentre Terna (responsabile della sicurezza dell’intero sistema elettrico, che si traduce in un equilibrio costante di domanda e offerta) dovrà agire in maniera tale da ricostituire le condizioni di sicurezza acquisendo la disponibilità a correggere le posizioni fisiche in esito al mercato, potenzialmente anche dagli stessi impianti da FRNP e dalla GD, in maniera tale che l’azione combinata delle modifiche introdotte mantenga/ricrei le condizioni di sicurezza di funzionamento del sistema elettrico.

Gli impianti alimentati da FRNP e la GD²⁰ potranno partecipare direttamente al MSD o potranno farlo per tramite di un trader (che si configura come utente del dispacciamento aggregando un numero maggiore di impianti) che sulla base dei dati comunicati dai produttori presenta le offerte per i servizi di dispacciamento dalle relative unità di produzione (ed eventualmente carichi); in una prima fase è possibile immaginare per esempio che tutti gli impianti di taglia inferiore a 1 MW possano offrire servizi per il dispacciamento solo per il tramite di un trader.

¹⁹ Ad esempio, in relazione alla disciplina per lo sbilanciamento, il GSE risulta l’utente per il dispacciamento delle unità di produzione che accedono ai regimi di ritiro dedicato, tariffa fissa onnicomprensiva e scambio sul posto, o per singolo impianto.

²⁰ La soglia di abilitazione potrebbe essere estesa, in accordo alle esigenze del TSO, fino a comprendere anche i piccoli impianti di GD connessi alle reti di distribuzione BT.

L'implementazione reale di questo modello di mercato può essere diversa a seconda di come è gestita la rete di distribuzione a cui sono connesse le unità di GD che possono offrire servizi per il corretto funzionamento del complessivo sistema nazionale. Infatti, mentre la partecipazione al MSD delle FRNP connesse alla rete di trasmissione comporta la sola definizione di nuovi requisiti tecnici per l'abilitazione delle risorse, delle modalità per l'approvvigionamento e dei relativi obblighi di fornitura, la partecipazione della GD connessa alle reti di distribuzione, qualora abilitata, richiede la verifica dei limiti di funzionamento anche della rete MT e BT.

Anche per questo motivo, oltre che per la complessità gestionale che deriverebbe dal coinvolgimento di tutte le unità di GD attualmente installate sulle reti MT e BT, è ipotizzabile che, in un primo step, la fornitura di servizi di sistema possa essere richiesta alle sole unità FRNP connesse alla rete di trasmissione che, oltre a presentare potenze più elevate, vedono anche già adesso la presenza di sistemi di comunicazione e controllo.

5.1.1 Fase a: Rete di distribuzione fit&forget

In questo caso (che corrisponde alla situazione attuale), la rete di distribuzione è dimensionata seguendo un approccio fit&forget che consente agli impianti di generazione di immettere tutta la produzione senza che ciò possa compromettere la sicurezza della rete di distribuzione stessa e, quindi, del sistema. Ciò significa che le unità di GD, al pari delle unità FRNP connesse alla rete di trasmissione, potrebbero offrire servizi per il dispacciamento (servizi di sistema) al TSO direttamente o per il tramite di un trader che funge da utente del dispacciamento su mercato zonale. Tutta la potenza che verrebbe offerta su MSD dalle unità di GD può infatti essere immessa in rete in quanto la rete, dimensionata secondo un approccio fit&forget, è in grado di accogliere queste quantità di energia.

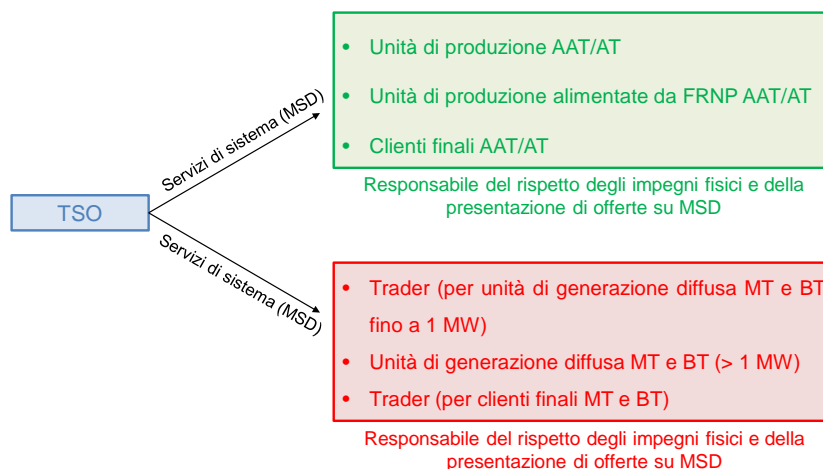


Figura 2. Modello 1 (Fase a) – Servizi di sistema e fit&forget.

Sebbene la rete di distribuzione sia dimensionata secondo un approccio fit&forget, potrebbe comunque verificarsi la possibilità per il DSO di richiedere ad alcuni impianti di GD, su chiamata diretta a prezzo amministrato, la possibilità di modulare la propria potenza reattiva in modo da garantire il rispetto dei vincoli di tensione su tutti i nodi della rete di distribuzione; in questo caso, come già detto in precedenza, le caratteristiche tecniche delle macchine consentirebbero già oggi la possibilità di modificare, entro certi limiti, la potenza reattiva scambiata con la rete senza che questo possa comportare una sostanziale modifica della potenza attiva. Ciò significa che, in una rete dimensionata fit&forget, i servizi di sistema potrebbero coesistere con alcuni servizi locali, come la regolazione di tensione, che il DSO può quindi richiedere per gestire al meglio la sua rete.

In questa situazione (Fase a), tutti i servizi sono offerti su MSD da ciascun utente del dispacciamento, come riportato nella Tabella 2.

Risorsa	Tipologia	Mercato	Utente del dispacciamento abilitato alla fornitura di servizi
<i>Risorse in fase di programmazione</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Eliminare congestioni in fase di programmazione 	MSD	<ul style="list-style-type: none"> • UP AAT/AT • UP alimentate da FRNP AAT/AT • UGD MT e BT (> 1 MW) • Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
<i>Risorse per la riserva primaria di potenza</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Correggere lo squilibrio istantaneo tra produzione e carico 	MSD	<ul style="list-style-type: none"> • UP AAT/AT • UP alimentate da FRNP AAT/AT • UGD MT e BT (> 1 MW) • Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
<i>Risorse per la riserva secondaria (e terziaria) di potenza</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Compensare gli scarti tra fabbisogno e produzione del sistema 	MSD	<ul style="list-style-type: none"> • UP AAT/AT • UP alimentate da FRNP AAT/AT • UGD MT e BT (> 1 MW)
<i>Risorse per il bilanciamento</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Garantire equilibrio tra immissioni e prelievi • Risoluzione di congestioni di rete • Ripristino dei corretti margini di riserva secondaria di potenza 	MSD	<ul style="list-style-type: none"> • UP AAT/AT • UP alimentate da FRNP AAT/AT • UGD MT e BT (> 1 MW) • Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
<i>Regolazione della tensione mediante assorbimento/erogazione e di potenza reattiva</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Contrastare le variazioni di tensione, soprattutto nelle ore notturne (“sole di notte”) 	MSD	<ul style="list-style-type: none"> • UP alimentate da FRNP AAT/AT • UGD MT e BT (> 1 MW) • Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
<i>Servizio di demand response e di interrompibilità del carico</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Garantire la sicurezza qualora le altre risorse non siano sufficienti 	MSD	<ul style="list-style-type: none"> • Clienti finali AAT/AT • Trader (Clienti finali MT e BT)
<i>Partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Piani di riaccensione 	MSD	<ul style="list-style-type: none"> • UP AAT/AT • UP alimentate da FRNP AAT/AT • UGD MT e BT (> 1 MW) • Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
<i>Disponibilità all'utilizzo del telescatto</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Ristabilire il funzionamento in sicurezza N-1 	MSD	<ul style="list-style-type: none"> • UP AAT/AT • UP alimentate da FRNP AAT/AT • UGD MT e BT (> 1 MW) • Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)

Tabella 2. Servizi di sistema offerti su MSD nel Modello 1 (Fase a).

5.1.2 Fase b: Smart grid

Nel caso in cui la rete di distribuzione non sia dimensionata secondo un approccio fit&forget, per garantirne il corretto funzionamento, il DSO dovrebbe acquistare alcuni servizi locali necessari all'esercizio della rete stessa (come indicati in Tabella 3). Poiché i servizi locali sono necessari per rimediare a problemi che si realizzano in un punto specifico della rete e che possono essere risolti solo attraverso alcuni determinati impianti, il DSO potrebbe non ricorrere ad un mercato (in quanto la richiesta potrebbe essere soddisfatta solo attraverso poche specifiche unità) e potrebbe quindi acquistare il servizio tramite chiamata diretta basata su un prezzo amministrato.

La GD, oltre a fornire servizi di sistema al TSO per tramite del MSD, potrebbe quindi anche fornire servizi locali al DSO. La fornitura dei servizi locali da parte della GD ha la precedenza rispetto ai servizi di sistema; infatti, mentre i servizi di sistema possono essere approvvigionati da una molteplicità di unità connesse al sistema elettrico nazionale, i servizi locali, come appena detto, possono spesso essere forniti da poche unità installate nelle vicinanze della porzione di rete elettrica su cui si è verificato il problema.

In questo modello, il DSO dovrà quindi verificare che i limiti di transito in fase di programmazione e in tempo reale dovuti alla partecipazione della GD (FRNP e non) ai mercati elettrici siano compatibili con la capacità della rete locale e con i servizi locali che sono necessari per il corretto funzionamento del sistema di distribuzione; ciò significa che per ogni CP il DSO dovrà consentire o meno lo scambio di energia da parte degli impianti di GD offerta su MSD riservandosi un margine per i servizi locali da acquistare tramite chiamata diretta. In caso di esito negativo (superamento dei limiti di capacità della rete di distribuzione stessa a livello di CP), prima della chiusura del MSD, il DSO dovrà comunicarlo al TSO che provvederà a effettuare un nuovo dispacciamento degli impianti o ad acquistare una diversa capacità regolante (sempre su MSD). Come detto in precedenza, questa verifica nella condizione attuale di rete di distribuzione dimensionata per una gestione fit&forget degli impianti di GD darà sempre esito positivo; solo con lo sviluppo delle smart grid e di modalità di controllo e gestione della rete più in linea con le esigenze in tempo reale, questa verifica potrebbe portare anche ad un eventuale esito negativo.

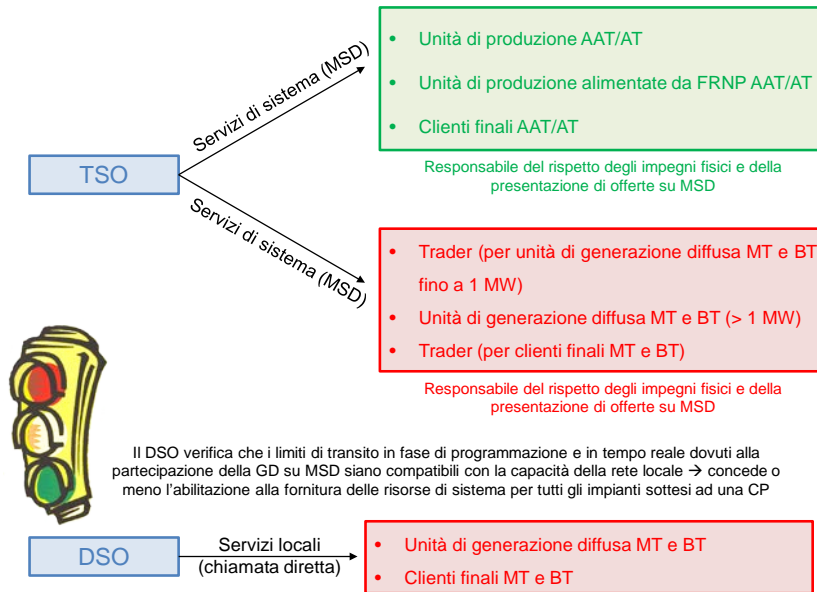


Figura 3. Modello 1 (Fase b) – Servizi di sistema e servizi locali su chiamata diretta.

In questa situazione (Fase b), tutti i servizi di sistema sono offerti su MSD da ciascun utente del dispacciamento (come già accade nella Fase a, Tabella 2), mentre tutti i servizi locali sono acquistati dal DSO tramite chiamata diretta di alcuni impianti di GD (Tabella 3).

Risorsa	Tipologia	Mercato	Utente del dispacciamento abilitato alla fornitura di servizi
Risorse per il bilanciamento	<ul style="list-style-type: none"> Risoluzione di congestioni sulla rete di distribuzione 	Chiamata diretta	<ul style="list-style-type: none"> UGD MT e BT (> 1 MW) Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
Regolazione della tensione mediante assorbimento/erogazione di potenza reattiva	<ul style="list-style-type: none"> Controllare il profilo di tensione lungo linea 	Chiamata diretta	<ul style="list-style-type: none"> UGD MT e BT (> 1 MW) Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
Disponibilità all'utilizzo del telescatto	<ul style="list-style-type: none"> Risolvere sovraccarichi di rete qualora le risorse per il bilanciamento non fossero sufficienti o sia necessaria un'azione più rapida 	Chiamata diretta	<ul style="list-style-type: none"> UGD MT e BT (> 1 MW) Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)

Tabella 3. Servizi locali su chiamata diretta nel Modello 1 (Fase b).

5.2 Modello 2 – “Dispacciamento Locale del DSO”

In questo caso tutte le unità alimentate da FRNP connesse alla rete di trasmissione e la GD (FRNP e non) connessa alle reti di distribuzione MT e BT, oltre all’obbligo di fornire (al pari delle unità di produzione di tipo convenzionale come anche, con modalità differenti, dei carichi) una previsione al giorno prima della energia prodotta (ed eventualmente dell’energia assorbita dai carichi in caso di impianti a cessione parziale di energia), a livello di singolo utente di dispacciamento (punto di dispacciamento relativo ad un singolo impianto o ad un aggregato di impianti a livello di singola zona²¹), dovrebbero anche fornire servizi di dispacciamento.

I servizi di dispacciamento che potrebbero essere offerti in questo modello saranno sia quelli di sistema sia quelli locali (individuati in Tabella 4). Ciò significa che il TSO potrà acquistare le risorse necessarie a garantire il bilanciamento in fase di programmazione e in tempo reale, oltre che dagli impianti convenzionali, anche dalle unità alimentate da FRNP connesse alla rete di trasmissione e dal DSO²² che a sua volta le acquisterebbe, tramite un mercato per i servizi di dispacciamento locale, dalla GD (FRNP e non) connessa alle reti di distribuzione MT e BT insieme con le risorse necessarie alla risoluzione dei problemi che si verificano a livello locale.

In particolare, in questo caso, Terna (responsabile della sicurezza del sistema elettrico, che si traduce nel mantenimento di un equilibrio costante di domanda e offerta) dovrebbe agire acquisendo la disponibilità a correggere le posizioni fisiche in esito al mercato in maniera tale che l’azione combinata delle modifiche introdotte mantenga/ricrei le condizioni di sicurezza di funzionamento del sistema elettrico, mentre ciascun DSO (responsabile del corretto funzionamento delle reti di distribuzione) agirebbe tramite l’acquisto di servizi locali messi a disposizione dalla GD (FRNP e non).

La presentazione delle varie offerte di acquisto e vendita dei servizi locali e di sistema potrebbe avvenire (per esempio) nel seguente modo.

Per quanto riguarda i servizi di sistema, Terna potrebbe approvvigionarli su MSD, oltre che dalle unità convenzionali collegate alla rete di trasmissione, direttamente dalle FRNP connesse alla RTN o dai DSO. I DSO che diventerebbero, quindi, dei veri e propri utenti di dispacciamento (avrebbero con Terna un contratto per il servizio di dispacciamento) a loro volta potrebbero identificare e selezionare i singoli impianti di GD (FRNP e non) sulla rete di distribuzione per la fornitura dei servizi di sistema, idealmente attraverso la creazione di un “mercato per i servizi di dispacciamento

²¹ Ad esempio, in relazione alla disciplina per lo sbilanciamento, il GSE risulta l’utente per il dispacciamento delle unità di produzione che accedono ai regimi di ritiro dedicato, tariffa fissa onnicomprensiva e scambio sul posto, o per singolo impianto.

²² In una prima fase è possibile immaginare di coinvolgere i soli DSO di riferimento.

specifico per le reti di distribuzione” (MSD_D)²³. A questo mercato potrebbero partecipare direttamente gli impianti di GD (magari impianti di taglia superiore a 1 MW) o un trader responsabile di presentare offerte per gli impianti di taglia inferiore a 1 MW.

In questo modo, il TSO potrebbe, quindi, acquistare il servizio direttamente dal DSO, senza preoccuparsi della gestione degli impianti più piccoli connessi sulle reti di distribuzione (GD).

Il DSO assumerebbe così un duplice ruolo, diventando a tutti gli effetti:

- un utente del dispacciamento per il MSD²⁴, assumendo il diritto e l’impegno vincolante nei confronti del TSO di immettere/prelevare in rete in ciascun punto di dispacciamento la quantità di energia elettrica corrispondente al programma vincolante modificato corretto di immissione/prelievo relativo al medesimo punto e di presentare offerte su MSD;
- il soggetto responsabile del dispacciamento locale²⁵, stipulando sul MSD_D i contratti di acquisto e vendita ai fini dell’approvvigionamento delle risorse e agendo come controparte delle negoziazioni verso gli utenti sottesi.

In questa visione, il DSO acquista sul MSD_D le risorse di sistema che potrebbero essere messe a disposizione del TSO per singola cabina primaria (dimensione nodale per il dispacciamento locale) o per area di riferimento, che comprende più cabine primarie appartenenti ad una stessa zona di riferimento di un DSO (dimensione zonale).

Per quanto riguarda gli impianti di GD (FRNP e non), nel primo caso (nodale), ciascun impianto connesso alle reti di distribuzione dovrà essere responsabile del rispetto dei propri impegni fisici (che devono corrispondere, per non creare sbilanciamenti, agli impegni commerciali assunti sul mercato) verso il DSO, mentre, nel secondo caso (zonale), potrà essere prevista per gli impianti di GD appartenenti ad una stessa area di riferimento la possibilità di confluire in un unico punto di dispacciamento nella responsabilità di un trader che sarà responsabile dei relativi impegni fisici verso il DSO.

È importante precisare che la prospettiva di un dispacciamento locale realizzato prevedendo per il DSO la possibilità di fornire servizi al TSO per singola cabina primaria risulterebbe più coerente con una visione in cui il disegno di mercato evolva da un meccanismo zonale ad un meccanismo nodale.

In aggiunta, nel MSD_D il DSO potrà acquistare oltre ai servizi di sistema per il TSO anche servizi locali per garantire il corretto funzionamento della rete di distribuzione. In questo caso, poiché alcuni dei servizi locali sono necessari per far fronte a problemi che si realizzano in un punto

²³ I diversi MSD_D attivati dai distributori di riferimento devono essere costruiti in modo uniforme su tutto il territorio nazionale.

²⁴ Con diritti e doveri analoghi a quelli di un qualsiasi utente del dispacciamento.

²⁵ Con diritti e doveri simili a quelli del TSO.

specifico della rete e che possono essere risolti solo ricorrendo ad alcuni determinati impianti, il DSO potrebbe non ricorrere ad un mercato (in quanto la richiesta potrebbe essere soddisfatta solo attraverso poche specifiche unità) e potrebbe quindi acquistare il servizio tramite chiamata diretta stabilendo un prezzo amministrato.

In questa visione, la verifica dei limiti di transito in fase di programmazione e in tempo reale dovuti alla partecipazione della GD (FRNP e non) ai mercati elettrici è già implicita nel ruolo stesso del DSO che gestisce e coordina le risorse sottese nel rispetto di tutti i vincoli di rete.

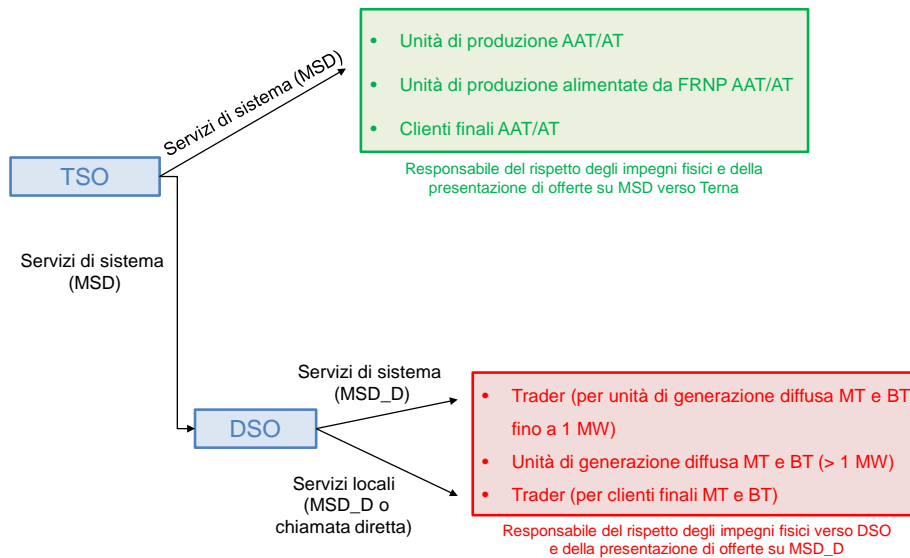


Figura 4. Modello 2 – Servizi locali e di sistema per tramite del DSO.

In questo modello, tutti i servizi di sistema sono essere offerti su MSD da ciascun utente del dispacciamento (unità abilitate e unità alimentate da FRNP connesse alla RTN, DSO), come da Tabella 4. Il DSO può approvvigionarsi di servizi di sistema tramite la GD attivando un MSD_D (Tabella 5); sullo stesso mercato (o anche tramite chiamata diretta) il DSO può acquistare anche servizi per risolvere problemi a livello locale (Tabella 6).

Risorsa	Tipologia	Mercato	Utente del dispacciamento abilitato alla fornitura di servizi
<i>Risorse in fase di programmazione</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Eliminare congestioni in fase di programmazione 	MSD	<ul style="list-style-type: none"> • UP AAT/AT • UP alimentate da FRNP AAT/AT • DSO (tramite MSD_D)
<i>Risorse per la riserva primaria di potenza</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Correggere lo squilibrio istantaneo tra produzione e carico 	MSD	<ul style="list-style-type: none"> • UP AAT/AT • UP alimentate da FRNP AAT/AT • DSO (tramite MSD_D)
<i>Risorse per la riserva secondaria (e terziaria) di potenza</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Compensare gli scarti tra fabbisogno e produzione del sistema 	MSD	<ul style="list-style-type: none"> • UP AAT/AT • UP alimentate da FRNP AAT/AT • DSO (tramite MSD_D)
<i>Risorse per il bilanciamento</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Garantire equilibrio tra immissioni e prelievi • Risoluzione di congestioni di rete • Ripristino dei corretti margini di riserva secondaria di potenza 	MSD	<ul style="list-style-type: none"> • UP AAT/AT • UP alimentate da FRNP AAT/AT • DSO (tramite MSD_D)
<i>Regolazione della tensione mediante assorbimento/erogazione di potenza reattiva</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Contrastare le variazioni di tensione, soprattutto nelle ore notturne (“sole di notte”) 	MSD	<ul style="list-style-type: none"> • UP alimentate da FRNP AAT/AT • DSO (tramite MSD_D)
<i>Servizio di demand response e di interrompibilità del carico</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Garantire la sicurezza qualora le altre risorse non siano sufficienti 	MSD	<ul style="list-style-type: none"> • Clienti finali AAT/AT • DSO (per tramite MSD_D)
<i>Partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Piani di riaccensione 	MSD	<ul style="list-style-type: none"> • UP AAT/AT • UP alimentate da FRNP AAT/AT • DSO (per tramite MSD_D)
<i>Disponibilità all'utilizzo del telescatto</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Ristabilire il funzionamento in sicurezza N-1 	MSD	<ul style="list-style-type: none"> • UP AAT/AT • UP alimentate da FRNP AAT/AT • DSO (per tramite MSD_D)

Tabella 4. Servizi di sistema offerti su MSD nel Modello 2.

Come evidenziato in tabella (quarta colonna), questi servizi di sistema sono potenzialmente offerti su MSD, oltre che dagli impianti convenzionali, anche dagli impianti alimentati da FRNP connessi alla RTN o dal DSO che li acquista dagli impianti di GD sul MSD_D.

Risorsa	Tipologia	Mercato	Utente del dispacciamento abilitato alla fornitura di servizi
Risorse in fase di programmazione (servizio di sistema)	<ul style="list-style-type: none"> • Eliminare congestioni in fase di programmazione 	MSD_D (il DSO lo offre poi su MSD)	<ul style="list-style-type: none"> • UGD MT e BT (> 1 MW) • Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
Risorse per la riserva primaria di potenza (servizio di sistema)	<ul style="list-style-type: none"> • Correggere lo squilibrio istantaneo tra produzione e carico 	MSD_D (il DSO lo offre poi su MSD)	<ul style="list-style-type: none"> • UGD MT e BT (> 1 MW) • Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
Risorse per la riserva secondaria (e terziaria) di potenza (servizio di sistema)	<ul style="list-style-type: none"> • Compensare gli scarti tra fabbisogno e produzione del sistema 	MSD_D (il DSO lo offre poi su MSD)	<ul style="list-style-type: none"> • UGD MT e BT (> 1 MW) • Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
Risorse per il bilanciamento (servizio di sistema)	<ul style="list-style-type: none"> • Garantire equilibrio tra immissioni e prelievi • Risoluzione di congestioni di rete • Ripristino dei corretti margini di riserva secondaria di potenza 	MSD_D (il DSO lo offre poi su MSD)	<ul style="list-style-type: none"> • UGD MT e BT (> 1 MW) • Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
Regolazione della tensione mediante assorbimento/erogazione di potenza reattiva (servizio di sistema)	<ul style="list-style-type: none"> • Contrastare le variazioni di tensione, soprattutto nelle ore notturne (“sole di notte”) 	MSD_D (il DSO lo offre poi su MSD)	<ul style="list-style-type: none"> • UGD MT e BT (> 1 MW) • Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
Servizio di demand response e di interrompibilità del carico (servizio di sistema)	<ul style="list-style-type: none"> • Garantire la sicurezza qualora le altre risorse non siano sufficienti 	MSD_D (il DSO lo offre poi su MSD)	<ul style="list-style-type: none"> • Trader (Clienti finali MT e BT)
Partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico (servizio di sistema)	<ul style="list-style-type: none"> • Piani di riaccensione 	MSD_D (il DSO lo offre poi su MSD)	<ul style="list-style-type: none"> • UGD MT e BT (> 1 MW) • Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
Disponibilità all'utilizzo del telescatto (servizio di sistema)	<ul style="list-style-type: none"> • Ristabilire il funzionamento in sicurezza N-1 	MSD_D (il DSO lo offre poi su MSD)	<ul style="list-style-type: none"> • UGD MT e BT (> 1 MW) • Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)

Tabella 5. Servizi di sistema che il DSO acquista su MSD_D e poi offre su MSD nel Modello 2.

Questa tabella, che elenca gli stessi servizi di sistema della Tabella 4, mostra, come informazione aggiuntiva rispetto alla precedente, quali sono gli attori che partecipano al MSD_D.

Risorsa	Tipologia	Mercato	Utente del dispacciamento abilitato alla fornitura di servizi
<i>Risorse in fase di programmazione</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Eliminare congestioni in fase di programmazione sulla rete di distribuzione 	MSD_D	<ul style="list-style-type: none"> • UGD MT e BT (> 1 MW) • Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
<i>Risorse per il bilanciamento</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Risoluzione di congestioni sulla rete di distribuzione 	MSD_D	<ul style="list-style-type: none"> • UGD MT e BT (> 1 MW) • Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
<i>Regolazione della tensione mediante assorbimento/erogazione di potenza reattiva</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Controllare il profilo di tensione lungo linea 	MSD_D	<ul style="list-style-type: none"> • UGD MT e BT (> 1 MW) • Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
<i>Regolazione della tensione mediante riduzione della potenza attiva</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Controllare il profilo di tensione lungo linea se la regolazione di potenza reattiva non è sufficiente 	MSD_D	<ul style="list-style-type: none"> • UGD MT e BT (> 1 MW) • Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
<i>Servizio di demand response e di interrompibilità del carico</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Aumentare la flessibilità nella gestione della rete 	MSD_D	<ul style="list-style-type: none"> • Trader (Clienti MT e BT)
<i>Disponibilità all'utilizzo del telescatto</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Risolvere sovraccarichi di rete qualora le risorse per il bilanciamento non fossero sufficienti o sia necessaria un'azione più rapida 	MSD_D	<ul style="list-style-type: none"> • UGD MT e BT (> 1 MW) • Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
<i>Funzionamento in isola di porzioni di rete</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Migliorare esercizio di reti con frequenti interruzioni prolungate estese 	MSD_D	<ul style="list-style-type: none"> • UGD MT e BT (> 1 MW) • Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)

Tabella 6. Servizi locali che il DSO acquista su MSD_D per risolvere criticità sulla rete di distribuzione nel Modello 2.

I servizi locali, elencati in questa tabella, saranno forniti dagli impianti di GD al DSO per risolvere problemi locali tramite offerta su MSD_D.

5.3 Modello 3 – “Profilo di Scambio AT/MT Programmato”

In questo caso il DSO potrebbe essere responsabile nei confronti del TSO del mantenimento di un profilo di scambio programmato per singola cabina primaria (dimensione nodale) o per area di riferimento che comprende più cabine primarie appartenenti ad una stessa zona di un DSO (dimensione zonale), ma non sono forniti servizi a mercato validi per il TSO (servizi di sistema). Questa modalità di gestione del sistema dovrebbe infatti comportare una minore variabilità della differenza tra carico e generazione dovuta alle FRNP connesse sulle reti di distribuzione che equivale ad una minore riserva di regolazione che il TSO deve approvvigionare sul MSD.

In questo modello il DSO dovrà garantire uno sbilanciamento all'interfaccia AT/MT (o ad un insieme di CP in una stessa area di riferimento) il più possibile prossimo a zero variando in tempo reale le risorse presenti sulla propria rete (GD e carico); i carichi e i sistemi di produzione connessi alla rete di distribuzione MT e BT dovranno rispondere direttamente al DSO, mentre il DSO risponderà direttamente a Terna che continuerà ancora ad effettuare il dispacciamento centrale a livello di sistema e sarà responsabile dei carichi e dei sistemi di generazione installati sulle reti di trasmissione, eventualmente anche da FRNP. Il DSO dovrà quindi in fase di programmazione elaborare i piani di esercizio sulla base delle previsioni²⁶ della domanda e della produzione sia a livello di ciascuna singola CP sia a livello zonale²⁷. In questa situazione, per ridurre gli sbilanciamenti verso Terna, i sistemi del DSO verificheranno che gli effettivi dati di produzione e di carico, registrati e misurati in tempo reale, siano concordi con le previsioni precedentemente elaborate. In presenza di sostanziali variazioni, le apparecchiature del DSO invieranno ai singoli impianti controllabili presenti sulla propria rete (GD ed eventualmente carichi controllabili/interrompibili e sistemi di accumulo) un nuovo setpoint di potenza attiva da impostare sul generatore stesso (o eventualmente sul carico), in modo da ridurre/azzerare lo sbilanciamento all'interfaccia tra la CP (o le CP di una stessa area di riferimento) e la rete AT.

In aggiunta, il DSO potrà acquistare, oltre ai servizi locali necessari per garantire il mantenimento costante del profilo di scambio verso il TSO, anche servizi locali necessari per garantire il corretto funzionamento della rete di distribuzione.

Per approvvigionarsi di tutte le risorse necessarie, il DSO potrebbe identificare e selezionare i singoli impianti di GD (FRNP e non) sulla rete di distribuzione attraverso la creazione di un “mercato per i servizi di dispacciamento specifico per le reti di distribuzione” (MSD_D). A questo

²⁶ Che potrà effettuare direttamente il DSO tramite apparecchiature installate in CP o lungo linea (CS) o che saranno effettuate da ciascun soggetto e inviate al DSO che potrà poi elaborarle.

²⁷ Mentre l'energia richiesta dal carico è riferibile in modo univoco ad una CP (è la somma di tutti i carichi sottesi alla CP), l'energia prodotta dai generatori può venire sia dalla GD sottesa alla CP stessa, sia da altri generatori, tipicamente quelli convenzionali collegati alla rete di trasmissione (ma in aggiunta, e sempre di più in prospettiva, anche da altra GD sottesa ad altre CP per cui si verifica inversione di flusso).

mercato potrebbero partecipare direttamente gli impianti di GD (magari impianti di taglia superiore a 1 MW) o un trader responsabile di presentare offerte per gli impianti di taglia inferiore a 1 MW.

Come nel caso precedente (Modello 2), poiché alcuni dei servizi locali sono necessari per rimediare a problemi che si realizzano in un punto specifico della rete e che possono essere risolti solo ricorrendo ad alcuni determinati impianti, il DSO potrebbe non ricorrere ad un mercato (in quanto la richiesta potrebbe essere soddisfatta solo attraverso poche specifiche unità) e potrebbe quindi acquistare il servizio tramite chiamata diretta stabilendo un prezzo amministrato.

In questo caso la verifica dei limiti di transito in fase di programmazione e in tempo reale dovuti alla partecipazione della GD (FRNP e non) ai mercati elettrici è già implicita nel ruolo stesso del DSO che gestisce e coordina le risorse sottese nel rispetto dei vincoli di rete.

In una fase iniziale, si potrebbe prevedere che il DSO imponga il mantenimento di un profilo programmato per quanto riguarda la sola GD sottesa ad una CP (o ad un'area di riferimento), magari prevedendo anche delle franchigie. Solo successivamente è immaginabile di annullare le possibili franchigie e imporre il rispetto del profilo anche per i carichi sottesi, prevedendo di penalizzare maggiormente i comportamenti che sono più critici per la rete come il sovraccarico e la sottoproduzione. Inoltre, si potrebbe prevedere di imporre al DSO il mantenimento di un profilo programmato inizialmente solo con riferimento ad alcune CP critiche allargando con progressività il numero di CP coinvolte fino a comprendere l'intero territorio nazionale. Resta ovviamente da approfondire la valorizzazione degli eventuali scostamenti rispetto al programma di scambio.

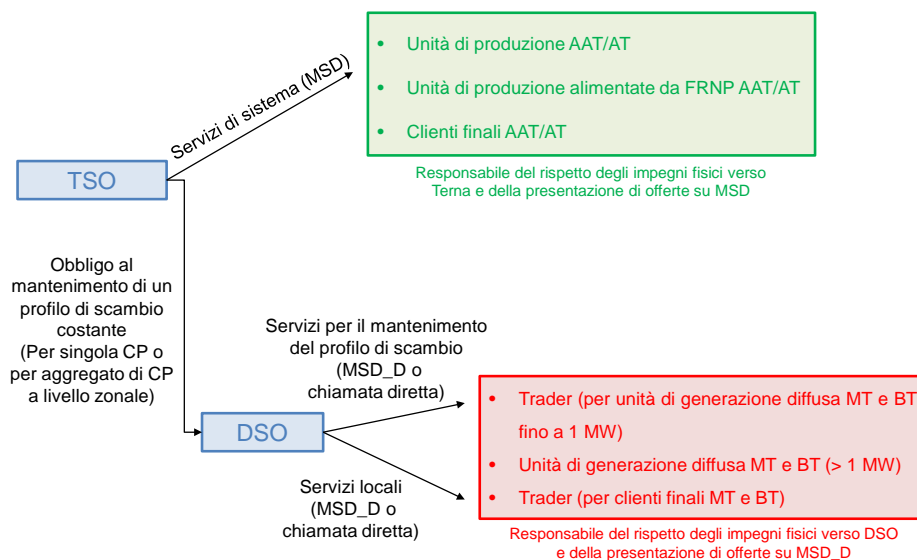


Figura 5. Modello 3 – Profilo di scambio programmato.

In questo modello, i servizi di sistema offerti su MSD rimarranno gli stessi di oggi, consentendo però alle FRNP connesse sulla rete di trasmissione di offrire (con le opportune differenze) le risorse per il dispacciamento al pari delle unità abilitate.

I servizi locali saranno, invece, offerti su MSD_D da ciascun utente del dispacciamento (singolo impianto GD o trader per impianti < 1 MW), come riportato nella Tabella 7.

Risorsa	Tipologia	Mercato	Utente del dispacciamento abilitato alla fornitura di servizi
<i>Risorse in fase di programmazione</i>	<ul style="list-style-type: none"> Garantire il profilo programmato in fase di programmazione 	MSD_D	<ul style="list-style-type: none"> UGD MT e BT (> 1 MW) Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
<i>Risorse per il bilanciamento</i>	<ul style="list-style-type: none"> Risoluzione di congestioni sulla rete di distribuzione Garantire il mantenimento del profilo programmato 	MSD_D	<ul style="list-style-type: none"> UGD MT e BT (> 1 MW) Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
<i>Regolazione della tensione mediante assorbimento/erogazione di potenza reattiva</i>	<ul style="list-style-type: none"> Controllare il profilo di tensione lungo linea 	MSD_D	<ul style="list-style-type: none"> UGD MT e BT (> 1 MW) Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
<i>Regolazione della tensione mediante riduzione della potenza attiva</i>	<ul style="list-style-type: none"> Controllare il profilo di tensione lungo linea se la regolazione di potenza reattiva non è sufficiente 	MSD_D	<ul style="list-style-type: none"> UGD MT e BT (> 1 MW) Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
<i>Servizio di demand response e di interrompibilità del carico</i>	<ul style="list-style-type: none"> Aumentare la flessibilità nella gestione della rete anche rispetto al mantenimento di un profilo programmato 	MSD_D	<ul style="list-style-type: none"> UGD MT e BT (> 1 MW) Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
<i>Disponibilità all'utilizzo del telescatto</i>	<ul style="list-style-type: none"> Risolvere sovraccarichi di rete qualora le risorse per il bilanciamento non fossero sufficienti o sia necessaria un'azione più rapida 	MSD_D	<ul style="list-style-type: none"> UGD MT e BT (> 1 MW) Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
<i>Funzionamento in isola di porzioni di rete</i>	<ul style="list-style-type: none"> Migliorare esercizio di reti con frequenti interruzioni prolungate estese 	MSD_D	<ul style="list-style-type: none"> UGD MT e BT (> 1 MW) Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)

Tabella 7. Servizi locali offerti su MSD_D nel Modello 3.

5.4 Alcuni vantaggi e svantaggi dei diversi modelli

Il principale vantaggio del Modello 1 consiste nella possibilità di utilizzare gli attuali meccanismi già previsti per il dispacciamento estendendoli anche agli impianti FRNP e alla GD con la sola necessità di definire nuovi requisiti tecnici per l'abilitazione delle risorse, delle modalità per l'approvvigionamento e dei relativi obblighi di fornitura, soprattutto nel caso in cui la rete di distribuzione è dimensionata secondo un approccio fit&forget, lasciando comunque al DSO la possibilità di acquistare servizi locali necessari a garantire il corretto funzionamento della propria rete. Uno degli svantaggi del Modello 1 è legato alla difficoltà gestionale che potrebbe derivare dal coinvolgere un numero molto elevato di utenti del dispacciamento nel MSD soprattutto per quanto riguarda gli aspetti relativi alla misurazione e alla verifica della fornitura dei servizi stessi. 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 vorrebbe offrire ma la cui erogazione comporterebbe vincoli eccessivi sull'esercizio della rete di distribuzione, rendendo magari difficile per queste unità la partecipazione al MSD.

Il principale vantaggio del Modello 2 è quello di poter utilizzare tutte le risorse presenti in rete evitando possibili conflitti tra rete di distribuzione e di trasmissione; le risorse locali sono coordinate al meglio dal DSO in modo che risultino utili a garantire la sicurezza e il corretto funzionamento del complessivo sistema. La possibilità di estendere il confine del DSO ad una intera area di riferimento, piuttosto che alla singola CP, garantisce la creazione di mercati più ampi a cui possono partecipare più soggetti. Inoltre, la possibilità per la GD di offrire servizi di sistema e locali crea per gli impianti di GD ulteriori modalità di ricavo nell'ottica di una prospettiva diminuzione degli incentivi sull'energia. Il principale svantaggio di questo modello è il fatto di dover creare un MSD_D parallelo al MSD attuale che potrebbe doversi svolgere in tempi molto stretti (dopo MGP e MI e prima di MSD) e che potrebbe coinvolgere un numero di utenti molto elevato.

Per quanto riguarda invece il Modello 3, il principale vantaggio consiste nella semplicità di gestione della GD a cui è richiesto principalmente il mantenimento di un profilo programmato e pari a quello previsto al giorno prima. Un punto critico consiste nella scarsa disponibilità di risorse da parte del DSO per garantire il mantenimento di un profilo costante, soprattutto in relazione alle variazioni del carico (specie quando si pensi di considerare come confine ultimo tra il TSO e il DSO la singola CP); tutto ciò potrebbe portare alla scelta di installare sistemi di accumulo in CP. Inoltre, con questo modello la GD sulle reti di distribuzione non potrebbe contribuire a fornire servizi di sistema (ma eventualmente solo obblighi di natura tecnica): le risorse locali non potrebbero essere sfruttate appieno, diminuendo per il TSO il numero di utenti cui richiedere servizi per il dispacciamento.