



UNIONE EUROPEA
Fondo Sociale Europeo
Fondo Europeo di Sviluppo Regionale



Avviso 1735 del 13.07.2017 MIUR

Progetti di Ricerca Industriale e Sviluppo Sperimentale nelle 12 Aree di Specializzazione individuate dal PNR 2015-2020

Modello di mercato interno della Community Energy Storage

Rapporto Tecnico di Ricerca Industriale D5.4



Avviso	Avviso 1735 del 13.07.2017 MIUR
Codice progetto	ARS01_01259
Nome del progetto	Community Energy Storage: Gestione Aggregata di Sistemi di Accumulo dell’Energia in Power Cloud
Acronimo	ComESto
Documento	D5.4
Tipologia	Rapporto Tecnico
Data di Rilascio	31/10/2020
Obiettivo Realizzativo	OR5
Attività Realizzativa	A5.4
Soggetti Beneficiari Proponenti	UNICAL
Elaborato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	Luca Mendicino, Nicola Sorrentino - UNICAL Claudio Alberti - E-DISTRIBUZIONE G. De Marco - EVOLVERE
Verificato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	Nicola Sorrentino - UNICAL Francesco Dura - E-DISTRIBUZIONE Domenico Cimmino - EVOLVERE
Approvato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	Membri del PEB

Indice dei contenuti

1. PREMESSA	8
2. INTRODUZIONE AL CONTESTO	9
3. STATO DELL'ARTE	12
4. PROPOSTA DI MODELLO DI MERCATO PER I SERVIZI AL SISTEMA ELETTRICO IN PRESENZA DI COMUNITA' COMESTO	16
5. NANOGRID RENEWABLE ENERGY COMMUNITY MANAGEMENT	21
5.1 ENTITÀ COINVOLTE E RUOLI DI MERCATO	21
5.2 MERCATO ENERGETICO LOCALE E PRICING DELL'ENERGIA	22
5.3 MERCATO DEI SERVIZI ANCILLARI	25
5.3.1 SERVIZI PER IL MERCATO DEI SERVIZI ANCILLARI LOCALI.....	26
5.3.2 I PRODOTTI DI FLESSIBILITÀ.....	27
5.3.3 SERVIZI PER IL MERCATO DEI SERVIZI ANCILLARI GLOBALI	29
5.4 ESEMPIO PRATICO	30
5.5 MECCANISMO DI GESTIONE DEI SERVIZI ALLA RETE	32
5.6 FASI DEL TLM	32
5.6.1 FASE VERDE.....	33
5.6.2 FASE GIALLA.....	33
5.6.3 FASE ROSSA	34
5.7 ESEMPIO DEL METODO DI ESECUZIONE DEL SERVIZIO	34
6. MODELLO DI GESTIONE "COMESTO"	37
6.1 FASI TEMPORALI DEL MERCATO INTERNO ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE	39
6.1.1 STRATEGIA DI PIANIFICAZIONE (O DI LUNGO PERIODO).....	39
6.1.2 STRATEGIA BREVE PERIODO	40
6.1.3 STRATEGIA REAL-TIME.....	41
7. SCHEMA LOGICO DEL MERCATO INTERNO	41
8. FORMULAZIONE DEL MODELLO OFIS	44
8.1 FORMULAZIONE OFIS-DA	46



8.2 FORMULAZIONE OFIS-TR	55
8.2.1 ALGORITMO BASE DI REGOLAZIONE IN TEMPO REALE	57
9. ALLEGATO A: PROPOSTA DI SERVIZI SU RETE DI DISTRIBUZIONE	61
10. APPENDICE: DEFINIZIONE MODELLO DI GESTIONE BASE - STAGIONALE - MSD	63
11. REFERENCES	67

Indice delle Figure

FIGURA 1 - NANOGRID FOR HOME APPLICATION (NGFHA)	11
FIGURA 2 - AGGREGAZIONE IN COMUNITÀ DI NANOGRIDS.....	11
FIGURA 3 - SCHEMI DI COORDINAMENTO E RUOLO DEL DSO	15
FIGURA 4 - PROPOSTA DI MODELLO DI COORDINAMENTO TSO-DSO	19
FIGURA 5 - COORDINAMENTO NELL'ATTIVAZIONE DEI SERVIZI GLOBALI (SG).....	19
FIGURA 6 - COORDINAMENTO NELL'ATTIVAZIONE DEI SERVIZI LOCALI (SL)	20
FIGURA 7 - POSSIBILE RUOLI E FUNZIONI DELL'AGGREGATORE	21
FIGURA 8 - COMUNITÀ ENERGETICA E ATTORI COINVOLTI	22
FIGURA 9 - AGGREGATOR AND MARKET OPERATORS IN LEM	23
FIGURA 10 - SINGLE AND COMMUNITY SELF-CONSUMPTION INCREASE	24
FIGURA 11 - MODELLO DI PRODOTTO DI FLESSIBILITÀ.....	28
FIGURA 12 - CORRISPONDENZA TRA SERVIZI A MERCATO E PRODOTTI OFFERTI.....	29
FIGURA 13 - FUNZIONAMENTO SERVIZI GLOBALI-LOCALI, INTERAZIONE CON PIATTAFORMA E ASM ...	30
FIGURA 14 - FLESSIBILITÀ ATTIVAZIONE RISORSE NEL MODELLO "SEMAFORO"	35
FIGURA 15 - INTEGRAZIONE TLM NELLA GESTIONE DELLA RETE ELETTRICA	37
FIGURA 16 - FLESSIBILITÀ ATTIVAZIONE RISORSE NEL MODELLO "SEMAFORO"	39
FIGURA 17 - SCHEMA LOGICO DEL MODELLO DI MERCATO COMESTO	42
FIGURA 18 - SUDDIVISIONE FASI E MODELLO DI OTTIMIZZAZIONE.....	45
FIGURA 19 - INPUT-OUTPUT OFIS E DRPG	51
FIGURA 20 – RIPARTIZIONE OUTPUT DRPG S SISTEMI DI ACCUMULO	54
FIGURA 21 - REAL TIME STRATEGY IN OFIS-TR.....	56

Indice delle Tabelle

TABELLA 1 - PROPOSTA SERVIZI SU RETE DISTRIBUZIONE.....	26
TABELLA 2 – RIEPILOGO FASI TLM IN OFIS-TR	59

Tabella degli acronimi

Acronimo	Testo Esteso
ASM	Ancillary Service Market
BEMS	Building Energy Management System
BRP	Balancing Responsible Party
BSP	Balancing Service Provider
DER	Distributed Energy Resource
DR	Demand Response
DR-LC	Demand Response – Load Control
DSO	Distribution System Operator
DSM	Demand Side Management
ESS	Energy Storage System
ESP	Energy supplier o Energy Service Provider
FRNP	Fonti Rinnovabili Non Programmabili
FSP	Flexibility Service Provider
GD	Generazione Distribuita
HEM	Home Energy Manager
LEM	Local Energy Market
MSD	Mercato dei Servizi di Dispacciamento
NZPS	Near Zero Power System
nGfHA	nanoGrid for Home Applications
OFIS	Ottimizzazione Flessibilità Interna e Sbilanciamento
PA	Prezzo energia in Aggregazione
PAP	Prezzo energia di Acquisto Previsto
PdD	Punto di Dispacciamento
P2P	Peer-to-peer

PVP	Prezzo energia di Vendita Previsto
REC	Renewable Energy Community
RTN	Rete di Trasmissione Nazionale
SCME	Self-Consume Management Entity
SdA	Sistema di Accumulo
SME	Service Management Entity
TLM	Traffic Light Mechanism
TSO	Transmission System Operator
UDD	Utente del Dispacciamento
UVAM	Unità Virtuali Abilitate Miste
VSN	Virtual Slack Node

1. PREMESSA

Il modello di business per una comunità energetica con sistemi di accumulo in forma distribuita, come proposto dal progetto ComESto indicato nel Deliverable 1.6, prevede un elevato livello di autoconsumo di energia prodotta da fonti rinnovabili, in aggiunta ad una serie di possibili servizi forniti al sistema elettrico ed in particolare alle reti di distribuzione.

Il modello di mercato, pertanto, si basa su una sostenibilità economica garantita dalla fornitura di energia, dall'autoconsumo e dalla fornitura di servizi. Partendo da questo modello di business l'obiettivo dell'attività in AR 5.4 è stato quello di definire, per le risorse distribuite connesse alle reti di distribuzione, un modello di mercato interno dell'energia per ottimizzare il fabbisogno energetico della comunità e la fornitura di servizi al sistema elettrico. La tematica rappresenta uno degli aspetti principali su cui si basa il progetto ComESto.

L'attività ha previsto, come punto di partenza, un'attenta analisi dei modelli proposti in letteratura capaci di utilizzare e valorizzare la disponibilità delle singole risorse (*Consumer, Prosumer e Producer*) appartenenti a un'aggregazione di utenti finali al fine di abilitarne la partecipazione ai mercati energetici e di dispacciamento, grazie anche al supporto dei moderni sistemi di accumulo elettrico che consentono di garantire elevata flessibilità. È stata definita quindi un'architettura in grado di ospitare i relativi algoritmi di gestione della flessibilità.

Il modello individuato è servito come base per la realizzazione della piattaforma ComESto, che in fase di sviluppo sperimentale dovrà implementare un'architettura software mista Blockchain-Cloud based. La recente Direttiva Europea 2019/944 [1] ha introdotto importanti novità relative alle reti elettriche di distribuzione, sempre più impattate dalla diffusione di impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili e da sistemi di accumulo ubicati presso l'utenza di tipo residenziale. La stessa direttiva promuove l'evoluzione del ruolo dei gestori delle reti di distribuzione, i Distribution System Operator (DSO), sempre più chiamati a una partecipazione attiva in merito alla gestione delle risorse di flessibilità, riducendo al tempo stesso i costi di rete.

A tal proposito il progetto ComESto si è posto l'obiettivo di individuare il giusto modello che consenta di acquisire risorse per i servizi locali e di facilitare la fornitura di servizi ancillari (dalle reti di distribuzione a quella di trasmissione), il tutto tramite il supporto e l'ausilio dello storage diffuso di piccola taglia come può essere quello disponibile in ambito domestico-residenziale.

In merito al nuovo ruolo che i DSO occuperanno nella rete elettrica, la sopracitata direttiva contiene previsioni specifiche che delineano da un lato il Distributore come *facilitatore* neutrale ai fini dell'approvvigionamento di risorse *per i servizi ancillari*, dall'altro il Distributore come *acquirente* di risorse *per i servizi locali*. Con *servizi ancillari* si intendono i servizi necessari a garantire la sicurezza dell'intero sistema elettrico. Essi possono essere, in linea di principio, classificati in servizi ancillari globali (o servizi globali) qualora necessari per l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale, e

in servizi ancillari locali (o servizi locali) necessari per l'esercizio in sicurezza delle sole reti di distribuzione (o porzioni di esse) ma, sempre finalizzati alla sicurezza del sistema elettrico nazionale.

A tal fine il modello individuato prevede un "mercato interno" nel quale, tramite l'ausilio della tecnologia abilitante *nanogrid*¹, abbinata a sistemi di accumulo dell'energia, i diversi utenti concorrono a rendere disponibile all'Aggregatore una modulazione energetica dei propri apparati che consentirà di far fronte alla richiesta di servizi locali e globali da parte degli operatori di sistema.

La programmazione di un mercato energetico locale e dei servizi necessita di diverse fasi di mercato che pertanto richiedono lo sviluppo di algoritmi di ottimizzazione che sono oggetto dell'attività svolta in AR 5.2, da implementare successivamente nella piattaforma ComESto. Il modello di mercato, inoltre, presuppone un forte grado di interazione tra gli operatori di rete al fine di stabilire una priorità di azione nella fornitura dei servizi sia 'intra-community' sulla rete di distribuzione che verso l'esterno, il che porta a dover definire un opportuno grado di coordinamento tra i soggetti partecipanti.

2. INTRODUZIONE AL CONTESTO

Lo sviluppo delle risorse energetiche distribuite (DERs) ha interessato molti paesi, incidendo in maniera diversa a seconda del proprio sviluppo tecnologico. Con l'aumentare delle DER i sistemi elettrici sono sempre più caratterizzati dalla presenza di risorse di piccola taglia che comportano una minore controllabilità della generazione e dei consumi. In tale contesto, caratterizzato da alta aleatorietà, ci si è mossi sempre più verso la ricerca di modelli per il controllo coordinato delle risorse grazie ad un massiccio utilizzo dei sistemi di storage elettrico di piccola taglia, capaci non solo di fornire autarchia energetica e alti livelli di autoconsumo, ma anche di dare supporto alla rete elettrica tramite la fornitura di ancillari [2].

Tuttavia, i mercati energetici esistenti devono ancora svilupparsi per abilitare l'integrazione dei consumatori domestici e dei prosumers nei nuovi modelli di business incentrati sulla gestione locale delle risorse, le quali devono essere in grado di reagire ai giusti segnali economici e prendere decisioni per massimizzare i benefici.

I Mercati Energetici Locali (LEMs) rappresentano da un lato una grande opportunità per responsabilizzare gli utenti finali, consentendo loro di efficientare i costi di approvvigionamento

¹ Una nanogrid è una microgrid di piccola potenza (non superiore a 5kW) per applicazioni in civili abitazioni, basata su un bus in corrente continua (DC link), al quale si possono interconnettere varie fonti di generazione (impianti fotovoltaici, sistemi di micro-cogenerazione basati su motori stirling o microturbine a gas, sistemi micro-eolici, celle a combustibile, ecc.), un sistema di accumulo elettrico e almeno un inverter per l'alimentazione di carichi privilegiati che necessitano di continuità assoluta.

energetico grazie alla condivisione dell'energia tra prosumers, e dall'altro una grande opportunità per i gestori di rete che possono ricorrere al supporto di regolazione offerto dai servizi locali.

Elemento chiave di queste nuove opportunità di mercato sono le tecnologie di accumulo dell'energia che, se utilizzate in modo appropriato e coordinato, possono costituire delle vere e proprie risorse di flessibilità.

Sono diverse le tecnologie di accumulo potenzialmente disponibili in grado di immagazzinare elettricità su diversi archi temporali. Per archi temporali di breve durata, tra le tecnologie di accumulo più indicate vi sono i condensatori, gli accumuli elettrochimici, i veicoli elettrici e le tecnologie di accumulo termico, nonostante quest'ultime soffrano di significative perdite di efficienza nella conversione dell'energia termica in elettrica. Per quanto riguarda lo stoccaggio elettrochimico quello principalmente utilizzato è per il tramite di batterie.

Per orizzonti temporali lunghi invece risultano più appropriate altre tipologie di tecnologie di accumulo. Particolarmente interessanti sono gli elettrolizzatori, i quali utilizzano energia elettrica per produrre idrogeno il quale, immagazzinato in serbatoi, viene successivamente convertito in elettricità grazie all'utilizzo delle celle a combustibile. Come per l'idrogeno, anche i sistemi di stoccaggio idraulico e i generatori che fanno uso di biocombustibile sono tra le soluzioni più adatte per lo stoccaggio di lungo periodo.

L'interazione tra le risorse è gestita da un algoritmo di ottimizzazione che individua, tra le tecnologie di accumulo di breve e lungo periodo, la strategia di utilizzo che meglio consente di raggiungere il desiderato livello di autarchia energetica della comunità. L'obiettivo è quello di creare un sistema ad energia quasi zero, Near Zero Power System (NZPS), dove la quantità di energia generata all'interno della comunità è completamente autoconsumata o fornita come servizio di rete.

L'utilizzo della tecnologia abilitante nanogrid, che integra una combinazione di fonti di generazione locale, carichi e sistemi di accumulo dell'energia, rappresenta il punto di connessione tra l'efficienza energetica e lo sviluppo delle smart grids a supporto dell'autoconsumo condiviso applicato al recente concetto di comunità di energia rinnovabile (REC o CER).

Le nanogrid infatti, costituiscono delle piccole microgrid che tipicamente servono un singolo edificio o un singolo carico [3]. In particolare, una nanogrid per applicazioni domestiche (*nGfHA*), come mostrato in *FIGURA 1*, è una micro-rete DC di piccole dimensioni generalmente non superiore a 5 kW di potenza in grado di interconnettere più impianti di generazione (sistemi fotovoltaici, micro-CHP con motore Stirling o microturbine a gas naturale, celle a combustibile, ecc.), sistemi di accumulo dell'energia (Energy Storage Systems - ESS) e carichi.

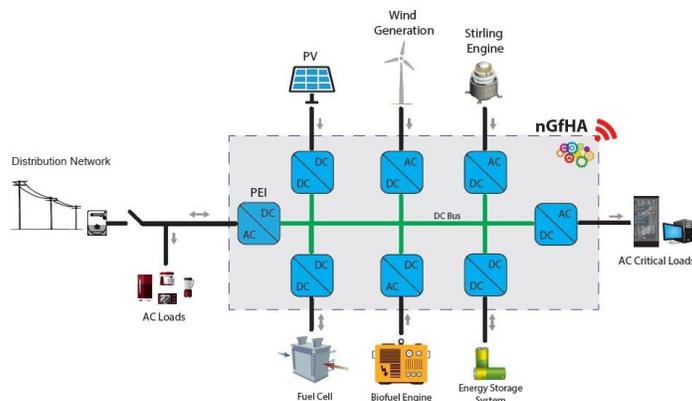


FIGURA 1 - NANOGRID FOR HOME APPLICATION (ngfHA)

L'impiego delle nanogrids in contesti residenziali, come esposto in [4], abilitando la possibilità di governare i flussi di potenza in ambito domestico consente di dotare gli utenti di un opportuno grado di flessibilità, ovvero della possibilità di modificare il proprio profilo di potenza (in generazione e/o consumo) rispetto ad una baseline programmata. Inoltre come rappresentato in FIGURA 2, l'aggregazione di più nanogrid gestite in una comunità energetica e connesse a sistemi di accumulo di energia condivisi, consente di realizzare aggregati capaci di generare valore aggiunto sia ai membri della comunità (benefici interni) che al sistema elettrico (benefici esterni) grazie alla capacità di consentire la fornitura di servizi di flessibilità. Nel seguito per brevità e comodità tale comunità verrà denominata ComESto (Community Energy Storage).

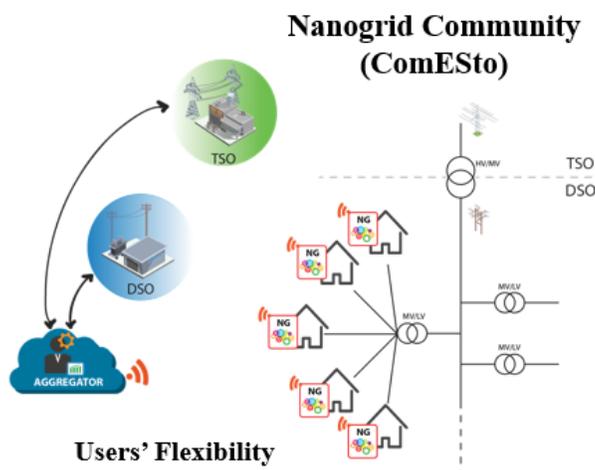


FIGURA 2 - AGGREGAZIONE IN COMUNITÀ DI NANOGRIDS

La flessibilità offerta dai prosumer dotati di sistemi di accumulo elettrico che cooperano grazie al contributo della tecnologia abilitante si può esplicitare in due diversi contesti:

- **flessibilità interna all'aggregazione** per migliorare l'efficienza energetica tramite l'incremento dell'autoconsumo. Essa rappresenta il concetto generale di gestione della domanda (Demand Side Management - DSM) in cui ogni membro dell'aggregazione reagisce a degli incentivi (generalmente economici) per ottenere una riduzione dei propri costi di approvvigionamento energetico.
- **flessibilità esterna** connessa all'attività di Demand Response (DR), nella quale gli utenti finali rispondono a dei segnali di mercato offrendo, tramite la modifica di propri programmi di consumo/produzione, dei servizi ancillari locali o globali ai gestori di rete (TSO e DSO). Per tali servizi si ottiene generalmente una remunerazione fissata con una logica pay as bid.

Mentre nel primo caso il modello di business proposto fa coincidere la riduzione dei costi di approvvigionamento energetico con la massimizzazione dell'autoconsumo (fisico o virtuale) creando una strategia di tipo *'market pull'*, nel caso dei servizi di rete il modello è focalizzato su una strategia *'market push'* poichè gli utenti finali ricevono un incentivo che stimola le azioni energetiche e l'efficacia della DR. E' importante sottolineare come in ComESto, rispetto ad altri progetti che si avvicinano al tema delle Comunità Energetiche, le diverse tecnologie di accumulo di cui sono dotate le risorse (insieme alle nanogrid) possono essere utilizzate sia per supportare l'autoconsumo che i servizi alla rete secondo un ordine di priorità, partecipando ad un mercato unico.

Entrambi i mercati avvengono attraverso un meccanismo di capacità la cui remunerazione consente di ridurre il periodo di recupero dell'investimento in tecnologie (nanogrid, sistemi di accumulo, generatori a fonte rinnovabile, ecc). In questo caso, la comunità rappresenta un Virtual Slack Node (VSN) nel quale la modulazione di potenza per la sicurezza del sistema richiesta dal TSO o dal DSO avviene gestendo la flessibilità della comunità energetica nel suo complesso. Ogni nanogrid, attraverso il modello di gestione VSN, è in grado di offrire un'adeguata capacità di regolazione nel mercato ottenendo in cambio un'adeguata remunerazione del servizio offerto.

Nel presente elaborato, dopo aver descritto lo stato dell'arte dei modelli per la fornitura di servizi di flessibilità, si descrivono i principali attori coinvolti e si propone un modello di mercato per la gestione della flessibilità locale attraverso l'introduzione del meccanismo a semaforo (Traffic Light Mechanism - TLM). Infine, viene presentato il modello di gestione proposto per una comunità di nanogrid in grado di sfruttare la flessibilità interna ed esterna dell'aggregazione e che avviene tramite l'esecuzione di diverse fasi [5].

3. STATO DELL'ARTE

Sono diversi i modelli di mercato della flessibilità offerta dalle DER proposti in letteratura [6], ma solo pochi propongono un quadro che delinea le possibili interazioni tra i diversi attori coinvolti. Un'analisi

interessante che mostra la possibile relazione tra aggregatore e operatori di mercato è proposta in [7], dove la flessibilità si rivolge a specifici segmenti di clienti e servizi forniti dalle aggregazioni.

Con riferimento ai prosumer residenziali, i servizi che si prevede vengano offerti alla rete saranno rivolti principalmente al sistema di distribuzione e saranno utilizzati per la gestione delle congestioni di rete (che possono causare, ad esempio, l'aumento dei livelli di tensione) e la regolazione della tensione.

Analogamente al DSO, anche il TSO può richiedere servizi di flessibilità da risorse connesse sulla rete di distribuzione. Per questi ultimi è necessario ricorrere alla flessibilità offerta da più risorse aggregate, da approvvigionare in un mercato che preveda anche un processo di convalida delle movimentazioni atto a scongiurare da un lato il rischio di impatti negativi sulla rete di distribuzione, dall'altro conflitti di attribuzione delle risorse tra i System Operator (SO).

Infatti, un'eventuale risposta libera delle risorse potrebbe modificare, con effetti negativi, i programmi energetici già dichiarati e che sarebbero necessari al dispacciamento locale, oppure potrebbero anche inficiare l'esecuzione di altri servizi già programmati [8].

L'interazione tra le risorse in possesso degli utenti finali, i LEMs e le possibili richieste di servizi necessita di tecnologie locali denominate Building Energy Management System (BEMS), costituite da misuratori intelligenti (Smart Meters), Energy storage systems (ESS) e dispositivi di controllo delle unità interne come le nanogrid. Queste tecnologie eseguono la gestione delle risorse energetiche domestiche nell'ottica di ottimizzazione interna ed esterna (esecuzione dei servizi) alla nano-rete, costituendo, di fatto, un primo livello di aggregazione. Il BEMS attiva la condivisione dell'energia peer-to-peer (P2P) consentendo il coordinamento degli utenti e la condivisione virtuale dell'energia. Il lavoro in [9] propone un progetto di LEM utilizzando un mercato P2P nel quale l'aggregatore interagisce tra prosumers e operatori di rete per mezzo di diverse fasi di mercato. I modelli di business guidati da aggregatori che considerano il mercato dell'energia flessibile consentono servizi principalmente per la rete elettrica di distribuzione [10].

Il recente quadro normativo dell'UE per la costituzione delle RECs crea potenzialmente ampio spazio per questi nuovi mercati locali, per la realizzazione dei quali sono necessari miglioramenti nei processi di mercato dell'energia e la partecipazione di nuove figure di mercato.

Uno schema di coordinamento è definito come quell'insieme di relazioni tra i gestori di rete, TSO e DSO, dove si descrivono i ruoli e le responsabilità di ciascun operatore di sistema nell'approvvigionamento e nell'utilizzo di servizi di regolazione offerti dalle risorse connesse alla reti di trasmissione e distribuzione. Ci sono esperienze nazionali e internazionali che esprimono quali tra i possibili modelli di coordinamento tra TSO e DSO sono i più appropriati per fornire servizi di regolazione da parte delle risorse flessibili sulla rete di distribuzione. In questa visione ogni schema di coordinamento proposto è caratterizzato da un insieme di ruoli assunti dal TSO, DSO e altri operatori di mercato non regolamentati.

Con il DCO 354/2013 [11] l'autorità di regolazione ARERA (allora chiamata AEEGSI) avviò un dibattito sulle possibilità e le implicazioni relative al cambiamento delle modalità di gestione delle reti di distribuzione proponendo tre diversi modelli per il dispacciamento elettrico. Tale dibattito ha preso spunto dalle proposte individuate da uno studio commissionato dall'Autorità di regolazione Italiana [12] che include sia un'analisi dei modelli che potrebbero essere adottati per il dispacciamento nei prossimi anni, sia una panoramica dei servizi alla rete che potrebbero essere offerti dalle fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) in forma distribuita (GD) e dalla domanda attiva sulle reti elettriche di distribuzione.

I tre modelli di coordinamento proposti tra TSO e DSO per la gestione del dispacciamento sono:

- 1. Dispacciamento centralizzato esteso – Modello 1**
- 2. Dispacciamento locale del DSO – Modello 2**
- 3. Profilo di scambio AT/MT programmato – Modello 3**

Sulla scia di questi modelli proposti nell'ambito nazionale Italiano, anche il progetto Europeo 'SmartNet', finanziato con fondi Horizon 2020 e coordinato dalla società RSE [13], ha formulato dei possibili modelli che permettono di trarre delle importanti considerazioni in ottica di futura evoluzione del sistema elettrico nazionale.

In totale sono cinque i diversi schemi di coordinamento TSO-DSO proposti, tre dei quali hanno sostanzialmente rielaborato quanto proposto dal DCO 354/2013 mentre i rimanenti sono di nuovo concepimento e sono:

- A. Schema centralizzato – (Centralized AS market model)
- B. Mercato locale – (Local AS market model)
- C. Modello con responsabilità di bilanciamento condivise (Shared Balancing Responsibility model)
- D. Mercato comune TSO-DSO (Common TSO-DSO AS market model)
- E. Mercato integrato della flessibilità (Integrated Flexibility market model)

In [14] e [15] sono state riportate delle interessanti valutazioni sui diversi modelli, basate principalmente sulle due dimensioni riportate in *FIGURA 3*, il coinvolgimento del DSO e la necessità di creazione di un apposito mercato locale.

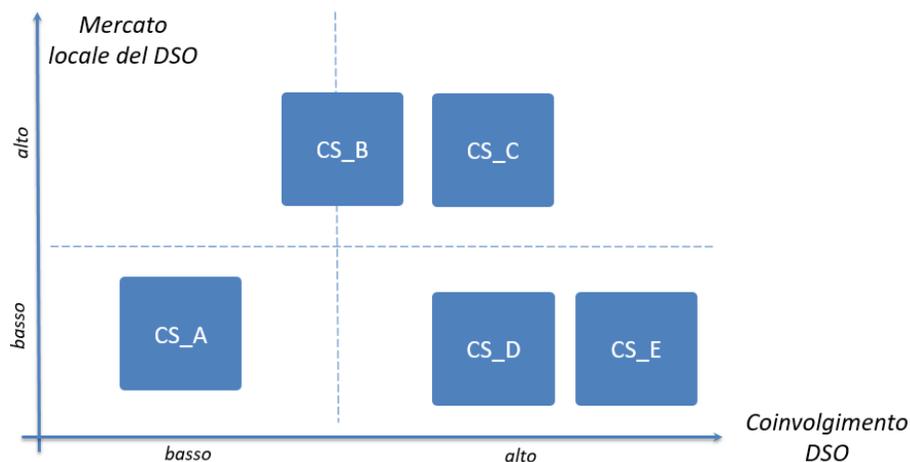


FIGURA 3 - SCHEMI DI COORDINAMENTO E RUOLO DEL DSO

L'analisi costi-benefici ha utilizzato come indicatore il costo totale di reperimento delle risorse per ciascuno schema e ha permesso di esprimere delle considerazioni su ciascuna modalità operativa.

Il modello centralizzato (CS_A) prevede un ruolo molto ridotto per il DSO. Questo modello, qualora le congestioni sulla rete di distribuzione non siano trascurabili, risulta meno efficiente della variante centralizzata proposta nel modello di mercato comune TSO-DSO (CS_D1) che ingloba i vincoli delle reti di distribuzione.

I modelli che implementano un mercato locale del DSO (CS_B e CS_C), e che lo rendono responsabile della risoluzione delle congestioni e del bilanciamento sulla rete di distribuzione, sono molto più costosi rispetto ai modelli di mercato centralizzato (CS_A e CS_D) per via di problemi legati al mercato locale e per la struttura delle reti di distribuzione che limita le risorse utilizzabili per risolvere una data congestione.

Il mercato locale del DSO (CS_B) è molto complesso e costoso perché presuppone una duplicazione del mercato di dispacciamento con relativi costi e strutture. Inoltre in questo modello la risoluzione delle congestioni locali creerebbe un effetto sullo sbilanciamento del sistema condizionando il mercato complessivo gestito dal TSO. Ciò renderebbe necessario l'avviso in tempo reale delle azioni compiute dal DSO verso il TSO in modo che quest'ultimo abbia a disposizione la situazione più aggiornata possibile. Una soluzione potrebbe essere quella di sviluppare un registro delle risorse flessibili comune in modo da evitare doppie attivazioni della stessa risorsa.

Ancora, i modelli con mercato locale del DSO presenterebbero il problema della frammentazione dei DSO. Quelli maggiori potrebbero avere una dimensione e capacità tecniche tali da garantire lo

svolgimento dei mercati, mentre quelli più piccoli dovrebbero consorziarsi demandando ad un terzo la gestione del mercato.

Il modello di profilo di scambio programmato (CS_C) oltre a risultare inefficiente dal punto di vista economico è in contrasto con la regolamentazione che si sta delineando in Europa (Regolamento UE 2019/943 [16] e la nuova Direttiva elettrica 944/2019 [1]) poiché presuppone un bilanciamento garantito prima dalle risorse locali (distribuzione) e a seguire da quelle globali (trasmissione) mentre la tendenza spinge verso un bilanciamento unico.

Il modello integrato della flessibilità (CS_E) è stato ritenuto troppo complesso e di improbabile realizzabilità.

In ultimo, prendendo come valido suggerimento i risultati di SmartNet, il DCO 322/2019 [15] propone una rivisitazione del ruolo che le imprese distributrici dovrebbero assumere nell'abilitare la partecipazione delle risorse distribuite alle regolazioni di sistema. La proposta prevede che il DSO assuma i seguenti ruoli:

- Facilitatore ai fini dell'approvvigionamento dei servizi globali messi a disposizione per la sicurezza del sistema nel suo complesso. Si ritiene che il ruolo di facilitatore dei DSO debba trovare applicazione concreta sempre più in prossimità del tempo reale sulla base dello stato reale di esercizio della rete;
- Acquirente di risorse per i servizi locali per le reti di distribuzione o porzioni di esse qualora ve ne sia l'esigenza.

4. PROPOSTA DI MODELLO DI MERCATO PER I SERVIZI AL SISTEMA ELETTRICO IN PRESENZA DI COMUNITA' COMESTO

Dai risultati del progetto SmartNet, citati anche dall'Autorità nel DCO 322/19, è emerso come gli schemi preferibili per l'erogazione di servizi ancillari da parte delle risorse di flessibilità connesse sulle reti di distribuzione siano:

- Lo *schema centralizzato* (CS_A) nel caso in cui le congestioni sulla rete di distribuzione siano trascurabili;
- Il *modello di mercato comune TSO-DSO* (CS_D) nel caso in cui le congestioni di rete non siano trascurabili.

Preso atto dello scenario energetico che si delinea nel prossimo futuro, ai fini del progetto ComESTo si è ritenuto opportuno considerare una massiccia presenza di risorse di flessibilità diffuse sulla rete di distribuzione, e quindi uno scenario di rete (a lungo termine) con un'alta probabilità che si verifichino congestioni.

Per tali motivi in ComESTo si è pervenuti alla scelta di adottare un modello di mercato ispirato alla variabile decentralizzata del modello di mercato comune TSO-DSO SmartNet (CS_D). Secondo questo modello TSO e DSO, per l'approvvigionamento di risorse di flessibilità connesse sulle reti di distribuzione, gestiscono assieme un mercato comune che si articola in due fasi; nella prima (mercato locale) il DSO si approvvigiona di risorse per esigenze locali. I risultati di questa fase – che non costituiscono ancora un vincolo per i partecipanti – sono integrati nella seconda fase (mercato globale) dove l'esito complessivo della sessione di mercato viene ottimizzato considerando le esigenze di regolazione globali del sistema. In ultimo vengono quindi comunicate le offerte accettate per il DSO e per il TSO. La flessibilità viene in questo modo assegnata all'operatore di sistema che ha priorità maggiore, senza nessuna priorità, nell'ottica di minimizzare i costi complessivi di sistema e quindi di massimizzare il benessere sociale.

Il modello di Mercato dei Servizi Globali e Locali ComESTo (MSGL) si discosta dal modello di mercato comune SmartNet per le caratteristiche sintetizzate nei seguenti punti:

- I servizi di regolazione possibili per il DSO saranno di tipo non-frequency, in linea con i contenuti del DCO 322/19 ARERA;
- Non esistendo la necessità di approvvigionarsi ex-ante di servizi per la regolazione della frequenza, i prodotti da approvvigionare sul mercato dei servizi locale saranno in una prima fase dei contratti di tipo capacity di lungo termine (di orizzonte almeno annuale). Non esiste una vera e propria sessione di mercato per queste contrattazioni, le quali possono avvenire in un momento qualsiasi dell'anno. Attraverso questi contratti il DSO si riserverà una capacità di regolazione che potrà attivare all'occorrenza, secondo le modalità prestabilite, durante il periodo di validità del contratto;
- Nella prima sessione di mercato locale dei servizi (ASM locale) il gestore selezionerà le offerte di flessibilità per soddisfare le richieste di regolazione del DSO secondo criteri di merito economico. A parità di prezzo delle offerte presentate dalle risorse di flessibilità, sarà privilegiata l'attivazione delle risorse precedentemente approvvigionate in capacity;
- Vengono considerate di norma prioritarie le movimentazioni di risorse in risposta alle esigenze di regolazione del DSO, a meno di esigenze di sicurezza più critiche sulla RTN. Dato lo scenario di utenza ComESTo sopra citato, lo sfruttamento della flessibilità rappresenta persino un importante prerequisito per abilitare la connessione di DER sulla rete di distribuzione. L'esigenza

diventa ancora più stringente per le risorse approvvigionate in capacity, che costituiscono il margine di regolazione sul quale il DSO potrebbe fare affidamento nel decidere di rinviare/annullare un intervento di adeguamento strutturale;

- I risultati della prima sessione di mercato locale dei servizi possono essere modificati dall'ottimizzazione della seconda sessione (ASM globale) se:
 - sono rilevate condizioni di emergenza nella RTN e vi è una significativa aggregazione che può contribuire efficacemente a risolverla senza mettere in pericolo l'operatività della rete di distribuzione;
 - la redistribuzione della flessibilità non incide sulla programmazione in esito alla prima ottimizzazione per più di una predeterminata soglia percentuale in termini di capacità regolante o valore economico; il DSO avrà il ruolo di validatore ex-ante rispetto alle movimentazioni richieste dal TSO.

Inoltre, nel modello ComESto si definiscono i seguenti ruoli:

Il TSO rimane l'unico soggetto responsabile del bilanciamento fisico del sistema elettrico in tempo reale e gestore del relativo mercato. Sul MSGL può approvvigionarsi anche di risorse di flessibilità connesse sulla rete di distribuzione, previa validazione delle movimentazioni da parte del DSO. In caso di emergenza sulla RTN, il TSO può interagire direttamente con le suddette risorse.

Il DSO si approvvigiona sul MSGL di servizi di regolazione offerti dalle unità connesse alle proprie reti, ed opera come facilitatore di mercato e validatore nei confronti delle movimentazioni richieste dal TSO sulla rete di distribuzione.

L' **AGGREGATORE** offre servizi di rete in forma aggregata sul MSGL. Per eseguire gli ordini, seleziona all'interno del suo portafoglio di clienti le risorse gestite sulla rete di distribuzione per le quali sono state accettate le offerte sui due livelli di mercato, prima locale e poi globale. Nella fase di selezione delle unità per le offerte sul ASM globale l'Aggregatore si coordina con il DSO affinché l'attivazione di una risorsa connessa alle reti di distribuzione non contribuisca a creare problematiche sulla rete del DSO.

Il *Gestore del MSGL* gestisce il mercato e la relativa piattaforma, dove raccoglie e abbina le offerte di vendita e di acquisto di servizi di regolazione.

Dal punto di vista concettuale la proposta di modello di coordinamento e di mercato è rappresentata in **FIGURA 4**:

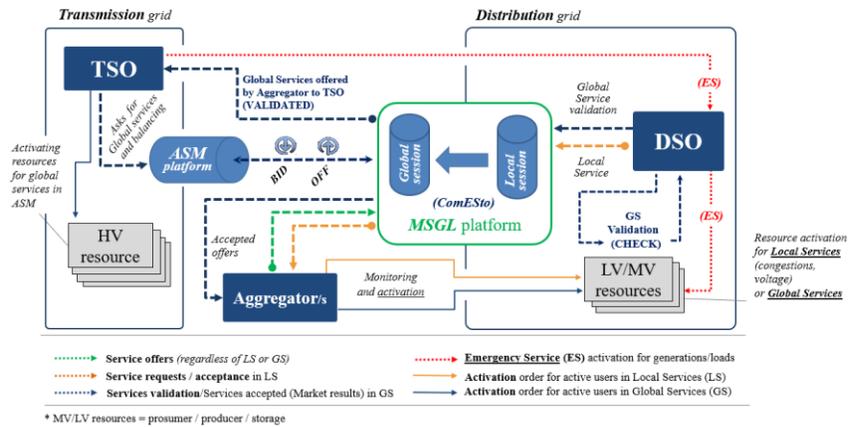


FIGURA 4 - PROPOSTA DI MODELLO DI COORDINAMENTO TSO-DSO

Da un punto di vista più operativo, lo svolgimento dei mercati che coinvolgono le risorse connesse alle reti di distribuzione può essere descritto come segue.

Nel processo di presentazione delle offerte su MSGL è importante osservare nella cronologia in FIGURA 5 che l'Aggregatore sottopone le offerte di servizi globali al DSO, il quale effettua un processo di prequalifica e validazione delle movimentazioni proposte per assicurarsi che queste non causino danni sulle reti di distribuzione.

Se la validazione è positiva, l'offerta viene comunicata al TSO che può accettarla. In questo caso al momento dell'accettazione dell'offerta da parte del TSO, questa viene presa in carico dall'Aggregatore che si occupa di ripartire le movimentazioni sulle risorse controllate coerentemente con quanto validato dal DSO.

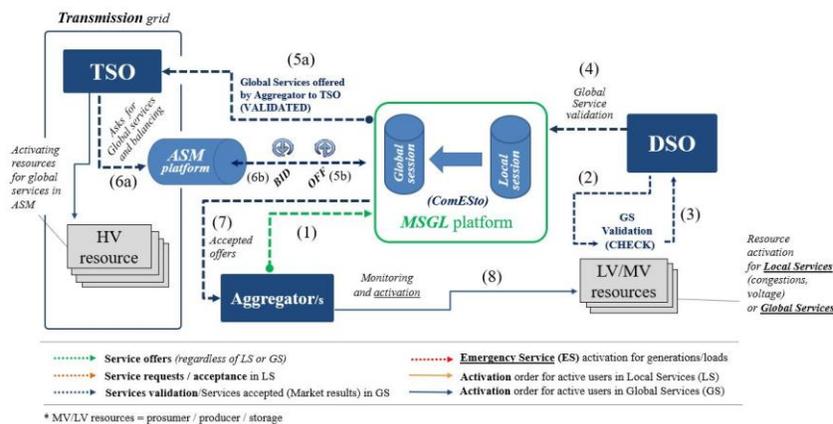


FIGURA 5 - COORDINAMENTO NELL'ATTIVAZIONE DEI SERVIZI GLOBALI (SG)

Nel processo di attivazione dei servizi locali per il corretto esercizio della rete di distribuzione invece, il DSO definisce la domanda dei servizi locali da approvvigionare e i servizi da attivare in caso di

emergenza. L'Aggregatore seleziona all'interno del suo portafoglio di clienti le risorse che possono rispondere alla richiesta del DSO, FIGURA 6. In prossimità del tempo reale il DSO si coordina con l'Aggregatore per l'attivazione dei servizi precedentemente approvvigionati in capacity. Nel caso in cui dovessero insorgere situazioni di emergenza è il DSO stesso che interviene direttamente sulle risorse che hanno dato disponibilità per questo tipo di servizio.

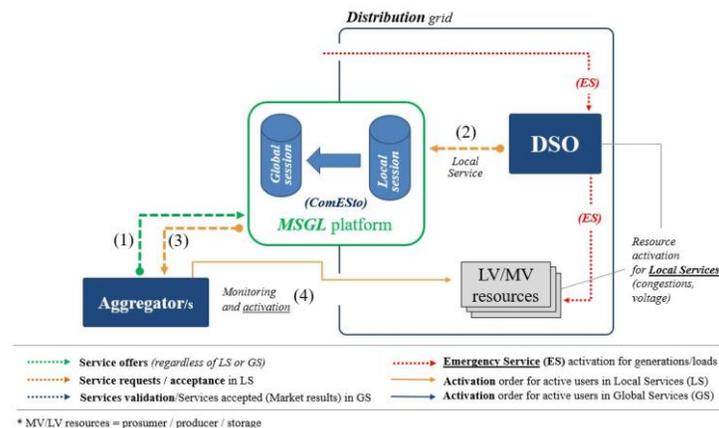


FIGURA 6 - COORDINAMENTO NELL'ATTIVAZIONE DEI SERVIZI LOCALI (SL)

L'Aggregatore ha quindi una serie di responsabilità che permettono di gestire i rapporti tra risorse connesse alla rete di distribuzione e operatori di sistema. In particolare, dovrà gestire la figura di fornitore, di aggregazione delle risorse di generazione/consumo e di attivatore di servizi nei confronti del DSO e/o del TSO.

Come si mostrerà nel seguito l'Aggregatore svolge le funzioni di Balancing Service provider e di Flexibility Service Provider secondo quanto riportato dallo Universal Smart Energy Framework (USEF); offre quindi servizi locali e servizi globali sul mercato dei servizi ancillari, come il Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) e mercato di bilanciamento (MB).

Coerentemente con quanto indicato nel Regolamento UE 2019/943 in [16] e dall'art.31 della Direttiva Elettrica 2019/944 in [1], si ritiene di poter tutelare la libera partecipazione delle risorse connesse sulle reti di distribuzione a tutti i mercati, pur dando maggiore rilevanza ai vincoli del sistema di rete a queste più prossime e sul quale hanno maggiore impatto.

Inoltre, l'art. 57 del Regolamento UE 2019/943 per quanto riguarda l'approvvigionamento di servizi di bilanciamento derivanti da risorse situate nel sistema di distribuzione stabilisce che la fornitura dei servizi deve essere concordata concordata tra TSO e DSO. Essa infatti riporta che "I gestori dei sistemi di distribuzione e i gestori dei sistemi di trasmissione cooperano al fine di conseguire un accesso coordinato a risorse quali generazione distribuita, stoccaggio dell'energia e gestione della domanda in grado di sostenere esigenze particolari sia dei gestori dei sistemi di distribuzione sia dei gestori del

sistema di trasmissione”, ciò presuppone un alto coordinamento e scambio di informazioni tra TSO e DSO che spinge verso la definizione di un mercato comune e interoperabile tra i due gestori di rete del sistema elettrico.

5. NANOGRID RENEWABLE ENERGY COMMUNITY MANAGEMENT

L’aggregazione di utenti dotati di tecnologie abilitanti e capaci di interagire in maniera coordinata sono in grado di fornire servizi al sistema che possono essere classificati in *servizi di flessibilità di tipo locale* (offerti al DSO per la risoluzione di congestioni e la regolazione della tensione e comunque servizi non di frequenza) e *servizi di tipo globale* (servizi di frequenza e bilanciamento offerti per il TSO).

5.1 ENTITÀ COINVOLTE E RUOLI DI MERCATO

Come previsto dalle più recenti direttive Europee (*art. 21 e 22 della direttiva 2018/2001, REDII*) [17] l’Aggregatore in ComESto rappresenta il soggetto dotato di personalità giuridica che interagisce per conto della comunità energetica con gli operatori di sistema. L’Aggregatore è, quindi, quel soggetto che in nome e per conto di ComESto si interfaccia con i gestori di rete e gli altri operatori di sistema/mercato elettrico per il raggiungimento degli obiettivi della comunità.

La figura di aggregatore può svolgere le funzioni di fornitore di energia (Energy Supplier, ESP), Balancing Responsible Party (BRP), Flexibility Service Provider (FSP), il Balancing Service Provider (BSP) come riportato in *FIGURA 7*.



FIGURA 7 - POSSIBILE RUOLI E FUNZIONI DELL’AGGREGATORE

L’ESP ricopre un ruolo che è quello del classico fornitore di energia elettrica ed è necessario per approvvigionarsi dell’energia necessaria da destinare agli utenti finali. Esso monitora lo scambio di energia tra utenti prosumer per ogni istante di tempo. Si occupa inoltre della gestione commerciale e della fase di billing per gli utenti finali. Il coinvolgimento di questo ruolo presuppone un accordo tra Aggregatore, Supplier e utente finale.

Il BRP è il soggetto responsabile del bilanciamento a livello locale e corrisponde all’UdD che si occupa della schedulazione dei profili di potenza immessa/prelevata (programmi) relativamente all’aggregato di cui è responsabile.

In FIGURA 8 viene rappresentato il flusso di informazioni e le relazioni tra le differenti parti coinvolte per l'esecuzione dei servizi sulle reti di distribuzione e trasmissione. In accordo alla nomenclatura in letteratura il soggetto responsabile dei servizi locali verso il DSO viene definito Flexibility service provider mentre il soggetto fornitore di servizi di tipo globale verrà definito come Balancing Service provider (BSP).

La differenza tra i due operatori deriva dal fatto che il primo, l'FSP, si occupa dei mercati locali sia per quanto riguarda lo scambio di energia all'interno della comunità, con l'obiettivo di massimizzare l'autoconsumo, sia per quanto riguarda la fornitura di servizi al DSO. Il BSP invece risponde ad offerte presentate dall'Aggregatore e accettate nel mercato dei servizi ancillari del TSO, per il quale c'è stata validazione da parte del DSO.

L'idea alla base del modello di interazione tra TSO-DSO e Aggregatore è il meccanismo a semaforo sempre più frequente nella diffusione delle soluzioni Smart Grid [10].

Secondo questo meccanismo, in un determinato periodo di tempo lo stato di uno specifico segmento di rete può essere descritto utilizzando un colore, "verde", "giallo" e "rosso", rappresentativo di una particolare condizione. A seconda del colore nel rispettivo segmento di rete vengono applicate regole diverse e sono coinvolte diverse entità.

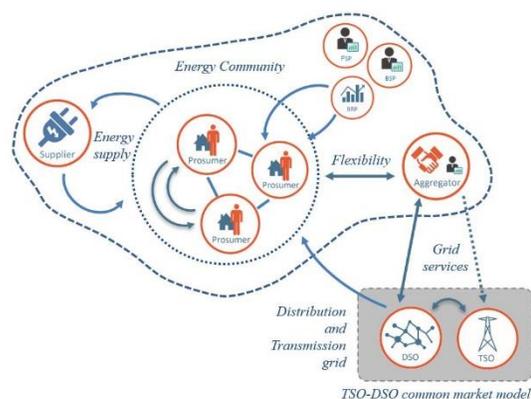


FIGURA 8 - COMUNITÀ ENERGETICA E ATTORI COINVOLTI

5.2 MERCATO ENERGETICO LOCALE E PRICING DELL'ENERGIA

Le interazioni tra le diverse attori coinvolti nel modello di gestione del mercato locale sono riportate in FIGURA 9. Per ragioni economiche (principalmente per evitare la duplicazione di costi fissi), questi diversi ruoli possono essere svolti da un unico soggetto aggregatore di utenti (consumers, prosumers e prosumages). L'aggregatore in questo caso sarà un'unica entità orientata sia all'incremento dell'autoconsumo della comunità locale che allo svolgimento del ruolo di interfaccia verso l'esterno per la fornitura di servizi ancillari sulle reti di distribuzione e trasmissione.

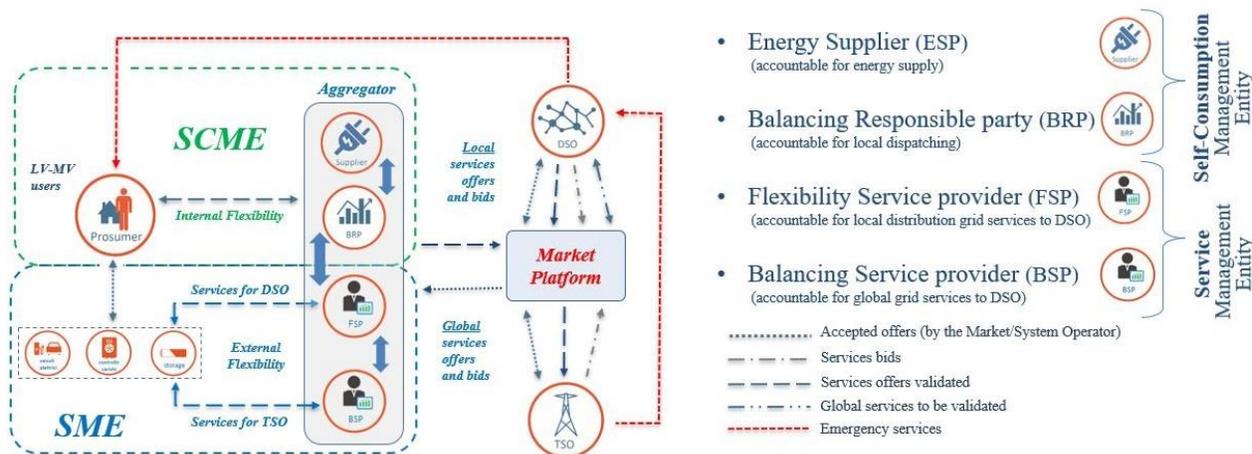
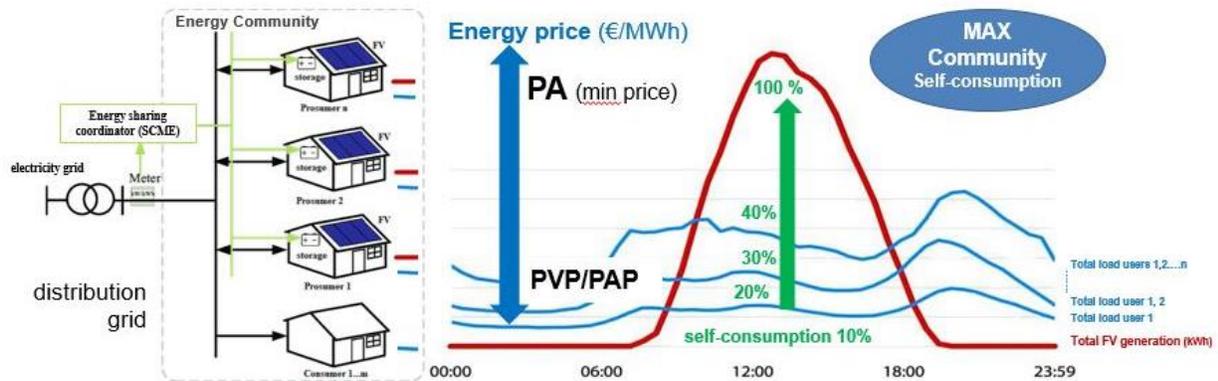


FIGURA 9 - AGGREGATOR AND MARKET OPERATORS IN LEM

Le entità che si occupano dell'incremento dell'autoconsumo di comunità (ESP, BRP) rappresentano quello che globalmente è definito Self-Consumption Management Entity (SCME), mentre la gestione dei servizi di flessibilità è delegata al Service Management Entity (SME) composto dal BSP e dal FSP.

Il mercato energetico locale avviene attraverso un meccanismo di flessibilità. L'adesione a tale meccanismo costituirà per gli utenti un vantaggio economico sul prezzo base di approvvigionamento dell'energia all'interno dell'aggregazione. Questo vantaggio corrisponde ad un valore "premium" determinato dalla bontà del comportamento dell'utente finale valutato in base alla sua capacità di inseguire un profilo di scambio suggerito attraverso l'utilizzo della 'nanogrid' a cui è collegato uno o più sistemi di accumulo ed eventualmente un sistema di generazione. Questo profilo da inseguire viene calcolato da un algoritmo di ottimizzazione in grado di determinare il compromesso ottimale tra massimo autoconsumo e prezzo finale per l'utente.

Come mostrato in FIGURA 10 tenendo conto della massima rispondenza tra profilo programmato/suggerito e comportamento effettivo, all'aumentare della sovrapposizione tra energia prodotta e consumata, l'autoconsumo di comunità (energia condivisa) aumenta e il prezzo dell'energia in aggregazione per i consumatori diminuisce fino ad arrivare ad un valore minimo che indicheremo con PA.



PAP (PVP) standard energy price for energy absorbed (produced) by consumers, prosumers and prosumages

FIGURA 10 - SINGLE AND COMMUNITY SELF-CONSUMPTION INCREASE

Corrispondentemente aumenta il prezzo di vendita dell'energia per i produttori fino ad arrivare a un valore massimo. PA rappresenta il prezzo di remunerazione dell'investimento nella fonte rinnovabile che a sua volta dipende dal costo di realizzazione degli impianti e dei sistemi di accumulo. Ovviamente PA è un valore teorico perché significherebbe avere dei sistemi completamente programmabili e ciò richiederebbe sistemi di accumulo di dimensioni consistenti, per i quali il vantaggio economico è da valutare e portare in conto nella definizione del prezzo.

Di certo accade che, aumentando l'aderenza tra profilo reale e profilo programmato (minimizzando l'errore) il vantaggio economico aumenta e questo vantaggio si riflette in un beneficio sia sul prezzo dell'energia acquistata che sull'energia venduta da parte degli utenti in aggregazione.

Determinato il prezzo previsto dell'energia all'interno dell'aggregazione per i produttori con PVP e per i consumatori con PAP, esso sarà più vantaggioso per entrambi quanto più la quota di autoconsumo dell'aggregazione aumenta.

Supponendo che in fase di pianificazione sia determinato il prezzo dell'energia prodotta (prezzo di vendita previsto - PVP) e consumata (prezzo di acquisto previsto - PAP) nella comunità e le quantità di energia oraria da consumare/accumulare o erogare, l'obiettivo dell'esercizio della comunità energetica sarà quello di aumentare il grado di matching tra i profili pianificati e quelli reali, quindi anche del livello di autoconsumo. Tale obiettivo sarà perseguito con il supporto della DR e dei sistemi di accumulo, delle tecnologie abilitanti hardware e software. Il beneficio dell'aumentare il grado di matching è quello di raggiungere una riduzione del costo di approvvigionamento per i consumi ($PAP - PA$) e di un incremento della remunerazione per i produttori ($PA - PVP$). Tale vantaggio economico va redistribuito tra gli utenti

che hanno ‘effettivamente’ contribuito al raggiungimento dell’obiettivo comune, i quali otterranno un ‘premio’ in termini economici che rappresenta una riduzione sul prezzo dell’energia.

Il valore del premio viene determinato ex-post, considerando il minimo prezzo praticabile nel caso di massimo autoconsumo dell’aggregazione (PA) che corrisponde anche alla massima remunerazione per i produttori. Pertanto il beneficio per gli utenti sarebbe:

$$\begin{aligned} \text{Premio per i consumatori} &= PAP - PA, \text{ riduzione del prezzo di acquisto dell'energia per i consumatori;} \\ \text{Premio per i produttori} &= PA - PVP, \text{ incremento del prezzo di vendita per i venditori.} \end{aligned}$$

dove i seguenti parametri rappresentano:

- *PVP*, prezzo di vendita dell’energia all’interno dell’aggregazione per i produttori;
- *PAP*, prezzo di acquisto dell’energia all’interno dell’aggregazione per i consumatori;
- *PA*, minimo prezzo di acquisto/massimo prezzo di vendita dell’energia all’interno dell’aggregazione che si ottiene in corrispondenza del massimo grado di Autoconsumo dell’aggregazione (massima rispondenza al profilo suggerito).

In condizioni ottimali $PVP \leq PA \leq PAP$, quindi esiste un vantaggio comune tra consumatori (che hanno un vantaggio sull’energia assorbita in aggregazione) e i produttori che immettono energia in aggregazione (remunerata ad un prezzo maggiore rispetto alla remunerazione standard) che viene autoconsumata dalla comunità.

Un ulteriore vantaggio è dato dai servizi di dispacciamento forniti al DSO per la rete di distribuzione (servizi locali) e al TSO per la rete di trasmissione (servizi globali).

5.3 MERCATO DEI SERVIZI ANCILLARI

Per descrivere i servizi locali che gli utenti della rete di distribuzione possono fornire, è necessario dare alcune informazioni ed introdurre delle caratteristiche del modello.

Dato il funzionamento radiale della rete di distribuzione, nei nodi MT (sottostazioni di trasformazione secondarie) vengono individuati i punti di dispacciamento (PdD). Rispetto a tali PdD, il DSO si approvvigionerà di servizi ancillari presso gli Aggregatori sottesi ai PdD stessi in base alle specifiche esigenze:

- 1) controllo dei profili di tensione sulle sbarre MT-BT delle cabine di trasformazione secondarie;
- 2) controllo in corrente sulle linee MT e BT.

Per quanto riguarda la dimensione dell’aggregazione, le unità più piccole che possono offrire flessibilità sono le ‘nanogrid’, dispositivi elettronici installati in ambito domestico con una potenza inferiore a 5

kW. Tuttavia, l'ambito domestico-residenziale non preclude che possa essere presa in considerazione la partecipazione all'aggregazione di sistemi di produzione/consumo/stoccaggio più ampi. In ogni caso, indipendentemente dal collocamento nella rete delle risorse gestite, un aggregatore può presentare offerte sul mercato locale facendo riferimento al singolo PdD, quindi considerando le risorse sottese sotto ad uno specifico PdD. Questa definizione, che risulta anche conforme all'attuale Delibera 318/2020/R/eel ARERA [18], mostra la caratteristica di prossimità delle comunità energetiche e delega gli aggregatori come entità di riferimento per la fornitura dei servizi locali.

Nel mercato locale, i servizi di regolazione della frequenza non sono considerati quindi, non è necessario acquisire riserve di regolazione ex-ante. Per queste ragioni potrebbe essere implementato un mercato simile al mercato di bilanciamento del TSO: 6 sessioni giornaliere (ogni 4 ore) in cui, dopo i profili di potenza derivanti dalle sessioni di mercato dell'energia, il DSO richiederà l'esecuzione di prodotti precedentemente approvvigionati tramite il supporto del mercato delle capacità, oppure acquisterà altri servizi offerti sul mercato a condizioni più favorevoli. In alternativa, secondo l'evoluzione del mercato dei servizi definita nei Regolamenti Europei UE 2015/1222 (CACM) [19], UE 2017/2195 (Balancing) [20], potrebbe anche essere considerato un meccanismo di contrattazione continua nel mercato infragiornaliero. Quando più aggregazioni sono sotto ad un unico PdD, le offerte saranno selezionate secondo un criterio di convenienza tecnico-economica. Se è presente solo un aggregato, si prevede che il prezzo di acquisto dei servizi sarà regolato da un valore cap massimo.

5.3.1 SERVIZI PER IL MERCATO DEI SERVIZI ANCILLARI LOCALI

Nel modello di mercato dei servizi locali ComESTo sono presenti 5 tipologie di prodotti per servizi ancillari, meglio descritti in *Tabella 1*. I servizi di gestione delle congestioni e di controllo della tensione possono essere approvvigionati sia da normali prodotti spot offerti sul MSGSL sia attraverso una prima fase di negoziazione della capacità (su base pluriennale, il DSO si procura, tramite l'Aggregatore, la disponibilità di un aggregato per mantenere attivo un margine di regolazione di potenza) e una seconda fase di attivazione della rispettiva capacità.

Un ultimo servizio, prevede la possibilità per il DSO, in caso di emergenza, di controllare e modificare direttamente la programmazione energetica della specifica risorsa, senza considerare l'Aggregatore.

TABELLA 1 - PROPOSTA SERVIZI SU RETE DISTRIBUZIONE

SERVIZIO	TIPOLOGIA CONTRATTO	DESCRIZIONE
----------	------------------------	-------------

CONGESTION MANAGEMENT	1. Congestion Management Capacity.	(Pluri)Annuale	In fase di programmazione il DSO si approvvigiona di capacità regolante al fine di poter gestire potenziali congestioni, garantendo il rispetto dei vincoli di massima corrente sui rami e massima variazione di tensione ai nodi. Il servizio è acquistato a un prezzo di 'capacity'.
	2. Congestion Management Real Time (attivazione del relativo servizio contrattato in Capacity).	Spot	È acquistato al prezzo offerto (pay as bid) per tutti gli intervalli di tempo di esecuzione, per ridurre lo sfruttamento dei rami e/o la variazione di tensione ai nodi. A parità di condizioni tecniche ed economiche sono selezionate prioritariamente le risorse precedentemente riservate in capacity.
VOLTAGE CONTROL	3. Voltage Control - Capacity Reactive Power.	(Pluri)Annuale	In fase di programmazione il DSO si approvvigiona di capacità regolante di immissione/assorbimento di potenza reattiva per mantenere il set-point della tensione di rete in condizioni di esercizio normali. Il servizio è acquistato a un prezzo di 'capacity'.
	4. Voltage Control - Real Time (attivazione del relativo servizio contrattato in Capacity).	Spot	È acquistato al prezzo offerto (pay as bid) per tutti gli intervalli di tempo di esecuzione per mantenere il set-point della tensione di rete in condizioni di esercizio normali. A parità di condizioni tecniche ed economiche sono selezionate prioritariamente le risorse precedentemente riservate in capacity.
	5. Voltage Control Active Power - in emergenza.	Spot	Immissione/assorbimento di potenza attiva per mantenere il set point della tensione di rete in condizioni di esercizio di emergenza.

5.3.2 I PRODOTTI DI FLESSIBILITÀ

La distinzione tra *prodotti* e *servizi* di flessibilità è utile per rimarcare come un prodotto possa avere applicazioni diverse, e possa quindi fornire diversi servizi a seconda delle circostanze di utilizzo. È quindi opportuno realizzare un'adeguata standardizzazione dei prodotti di flessibilità di modo che i diversi prodotti possano essere di supporto per diversi servizi ancillari, rendendo il prodotto stesso catalogabile e aumentando così la liquidità del mercato sia locale che globale.

Un prodotto di flessibilità è rappresentabile tramite un profilo potenza-tempo nel quale sono riconoscibili le grandezze evidenziate in FIGURA 11, di seguito descritte in ordine:

1. Termine delle contrattazioni (*service negotiation gate closure*), avviene in anticipo rispetto alla fornitura del prodotto/servizio;
2. Tempo di preparazione, che rappresenta l'intervallo di tempo che intercorre fra la richiesta del

- compratore e l'effettivo inizio della fornitura del prodotto/servizio;
3. Intervallo di rampa di attivazione/disattivazione;
 4. Intervallo di erogazione;
 5. Intervallo di servizio, che è il periodo di tempo all'interno del quale il compratore può richiedere la fornitura del prodotto/servizio;
 6. Intervallo di payback, qualora ammesso. Questo potrebbe essere generato dalla fornitura del prodotto/servizio, anche se l'utilizzo delle nanogrid in ComESTo potrebbe smorzare/annullare il fenomeno;
 7. Quantità di potenza contrattata (attiva o reattiva).

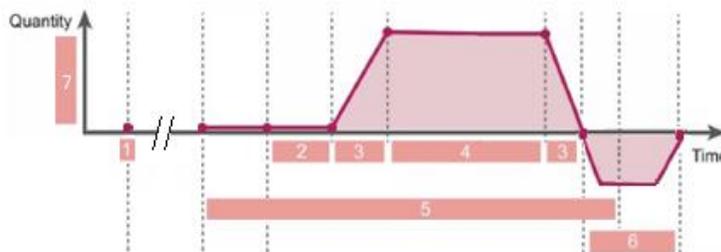


FIGURA 11 - MODELLO DI PRODOTTO DI FLESSIBILITÀ

Il progetto 'ADDRESS' in [21] ha individuato delle caratteristiche fondamentali per un prodotto di flessibilità:

- Modalità di fornitura, può essere programmata (*Scheduled Re-Profiling – SRP*, il fornitore ha l'obbligo di fornire il prodotto durante il periodo di fornitura specificato) oppure condizionale (*Conditional Re-Profiling – CRP*, sulla base di un contratto di opzione, il compratore ha facoltà di richiedere o meno la fornitura negli intervalli di tempo concordati);
- Direzionalità, può essere unidirezionale se il prodotto prevede esclusivamente un aumento o una diminuzione della potenza fornita, bidirezionale se prevede sia un aumento che una diminuzione;
- Margine di fornitura, è l'intervallo all'interno del quale sono ammesse variazioni del valore di potenza scambiata per la fornitura;
- Effetto payback, una volta terminata l'azione di controllo per la modifica richiesta, potrebbe avere luogo una modifica di segno opposto della potenza scambiata con volumi e durate non trascurabili;
- Localizzazione, che è l'ubicazione/posizionamento nella rete degli utenti che contribuiranno alla fornitura del prodotto richiesto.

Per la descrizione completa dei prodotti e dei servizi di flessibilità per il mercato dei servizi di regolazione locale ComESTo si rimanda in 'allegato A'.

5.3.3 SERVIZI PER IL MERCATO DEI SERVIZI ANCILLARI GLOBALI

Per quanto riguarda i servizi di flessibilità per il mercato di regolazione Globale che è possibile offrire dalle risorse flessibili connesse alle reti di distribuzione, essi sono sostanzialmente gli stessi proposti nel mercato di regolazione Locale con la differenza che vengono messi a disposizione del TSO se e soltanto se non vengono utilizzati dal DSO e comunque non comportano criticità sulla gestione della rete di distribuzione. Per come è costruito il modello di mercato, a meno di esigenze critiche sulla RTN, il DSO assume quindi la funzione di validatore e pertanto la sua posizione è vincolante nei confronti della presentazione dell’offerta di servizio sulla piattaforma del mercato dei servizi ancillari (ASM) .

Le eventuali offerte di servizi di cui il DSO non si approvvigiona confluiscono nella sessione di servizi Globali che interagisce con l’esistente piattaforma di mercato dei servizi ancillari (ad esempio in Italia la piattaforma MSD per servizi di dispacciamento). Nell’ ASM in riferimento le diverse tipologie di servizi previste sono le seguenti:

- risoluzione delle congestioni nella fase di programmazione, nella modalità “a salire” e/o “a scendere”;
- Riserva secondaria di potenza;
- Riserva terziaria di potenza che si esplicita:
 - c.1 riserva terziaria rotante, nella modalità “a salire” e/o “a scendere”;
 - c.2 riserva terziaria di sostituzione, nella modalità “a salire” e/o “a scendere”.
- Bilanciamento, nella modalità “a salire” e/o “a scendere”.

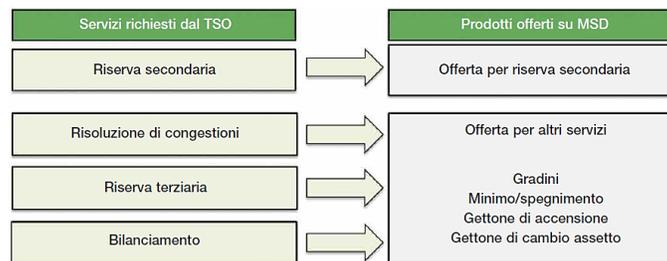


FIGURA 12 - CORRISPONDENZA TRA SERVIZI A MERCATO E PRODOTTI OFFERTI

I servizi descritti e approvvigionati dal TSO nell’ambito del ASM Italiano (o MSD), sono attualmente declinati su due prodotti che possono essere offerti a mercato, come mostrato in FIGURA 12 .

Mentre per le attivazioni del servizio di riserva secondaria è prevista un’offerta dedicata, per tutti gli altri servizi, dalla risoluzione delle congestioni al bilanciamento in tempo reale, il prodotto che può essere offerto dagli operatori è riconducibile ad un’unica tipologia, detta appunto per “Altri Servizi”, con una struttura di offerte articolata per meglio riflettere i costi operativi delle unità, costituita da

offerte a gradini, a salire, a scendere, offerte per il minimo e lo spegnimento e gettoni per l'accensione e il cambio assetto se previsto dalla tecnologia della specifica unità.

E' chiaro che tramite la regolazione di potenza attiva e reattiva da parte delle risorse flessibili di piccola taglia è possibile offrire solo un sottoinsieme dei servizi esposti e pertanto un contributo simile a quanto proposto oggi dalle attuali UVAM [22].

5.4 ESEMPIO PRATICO

In questa sezione viene mostrato uno schema che mette insieme le logiche del modello con l'approvvigionamento dei servizi ancillari sulla rete di distribuzione. Questa rappresentazione esprime un possibile funzionamento delle offerte dei servizi da parte di risorse connesse sulla rete di distribuzione, distinguendo i due casi di servizio globale e di servizio locale.

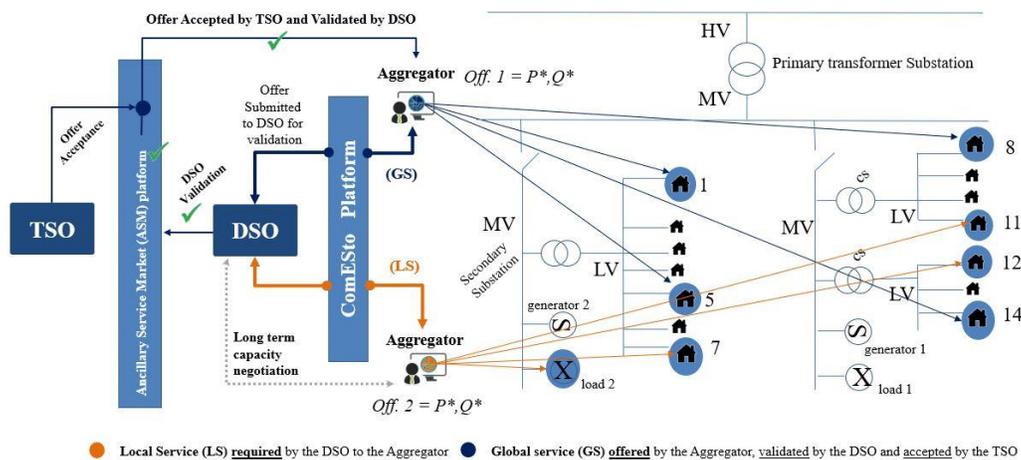


FIGURA 13 - FUNZIONAMENTO SERVIZI GLOBALI-LOCALI, INTERAZIONE CON PIATTAFORMA E ASM

Prima delle sessioni giornaliere del MSGSL, viene condotta la negoziazione della capacità a lungo termine tra il DSO e gli aggregatori. Questa non ha un periodo di tempo specifico poiché può verificarsi in qualsiasi momento dell'anno. Per quanto riguarda le sessioni MSGSL giornaliere, le offerte di vendita e

acquisto sono presentate sulla Piattaforma ComESto con dettaglio sulla potenza da attivare in ogni nodo MT e/o BT. Il gestore del mercato fa corrispondere domanda e offerta all'interno delle due sessioni di mercato. Nella prima sessione vengono selezionate le offerte per soddisfare le richieste del DSO per i servizi non di frequenza. In questo caso sicuramente non è richiesta la verifica della compatibilità dei flussi di potenza, in quanto il rispetto dei vincoli di rete è già implicito nelle richieste del DSO. I servizi locali prevedono sia l'attivazione di prodotti a capacità riservata sia di risorse non contrattualizzate. Se un solo Aggregatore con un contratto di capacità valido è in grado di fornire il servizio, a causa della posizione dei suoi utenti nei PdD interessati, la richiesta del DSO diventa per esso un ordine di attivazione.

Si ribadisce di norma, a meno di condizioni di emergenza sulla RTN, le richieste di servizi inoltrate dal DSO sono da considerarsi prioritarie, sia perché lo sfruttamento delle risorse di flessibilità è un presupposto fondamentale per abilitare il collegamento delle DER sulla rete di distribuzione, sia perché spesso questi servizi saranno richieste di attivazione di capacità precedentemente riservata.

Nella seconda sessione di mercato la restante flessibilità viene offerta al TSO, dopo che il DSO ha verificato che le offerte sono compatibili con i flussi di potenza programmati sulla propria rete (validazione). I risultati della prima sessione possono essere modificati dall'ottimizzazione della seconda sessione se:

- sono rilevate condizioni di emergenza nella rete HV e vi è una significativa aggregazione che può contribuire efficacemente a risolverla senza mettere in pericolo l'operatività della rete di distribuzione;
- la redistribuzione della flessibilità delle DER non incide sulla prima ottimizzazione per più di una determinata soglia percentuale in termini di capacità e/o valore economico.

Una volta che in MSD le offerte di vendita e acquisto sono state abbinate, le offerte selezionate diventano ordini di attivazione per gli aggregatori, che distribuiscono la potenza da attivare tra le proprie risorse utilizzando un coefficiente di distribuzione (α_i) per indirizzare adeguatamente la capacità degli utenti da attivare. Ad esempio, l'offerta per servizi globali in FIGURA 13 (Off.1) è data dalla capacità complessiva aggregata da attivare (P^*, Q^*). L'aggregatore, sulla base delle informazioni che riceve in tempo reale dalle risorse gestite, ripartisce la capacità complessiva da attivare alle risorse che hanno disponibilità. Queste ultime a loro volta dovranno rispettare il valore P_i, Q_i che viene loro comunicato:

$$Off.1 = (P^*, Q^*)$$

$$\rightarrow Off.1 = \alpha_1 \cdot (P, Q) + \alpha_2 \cdot (P, Q) + \alpha_3 \cdot (P, Q) + \alpha_4 \cdot (P, Q)$$

$$\rightarrow Off.1 = (P_1, Q_1) + (P_5, Q_5) + (P_8, Q_8) + (P_{14}, Q_{14})$$

Ovviamente la distribuzione deve essere effettuata secondo il programma validato dal DSO in fase di prequalificazione.

Anche per i servizi locali l'aggregatore distribuisce la richiesta di potenza tra le risorse aggregate attraverso il coefficiente di distribuzione (α_i). A titolo di esempio, l'offerta per servizi locali in *Figura 13* (Off.2) è data dalla capacità complessiva aggregata da attivare (P^*, Q^*). L'aggregatore in base alla specifica richiesta del DSO, e in base anche alle informazioni che riceve in tempo reale dalle risorse gestite, ripartisce la richiesta complessiva sulle risorse che hanno disponibilità e che sono localizzate nella porzione di rete di distribuzione sulla quale è stato richiesto il servizio:

$$\begin{aligned} \text{Off.2} &= (P^*, Q^*) \\ \rightarrow \text{Off.2} &= \alpha_1 \cdot (P, Q) + \alpha_2 \cdot (P, Q) + \alpha_3 \cdot (P, Q) + \alpha_4 \cdot (P, Q) \\ \rightarrow \text{Off. 2} &= (P_{11}, Q_{11}) + (P_{12}, Q_{12}) + (P_7, Q_7) - 0,5 \cdot \text{load_2} \end{aligned}$$

Se le offerte di servizio accettate non sono soddisfatte, gli operatori di sistema possono applicare penali al fornitore (l'aggregatore). Se un aggregatore non ottempera a un'offerta accettata dal TSO sul mercato dei servizi ancillari a causa di una richiesta di DSO per un'operazione successiva, il TSO potrebbe applicare sanzioni al DSO, a meno che la richiesta di quest'ultimo non sia dovuta a situazioni di emergenza rilevate sulla sua rete.

5.5 MECCANISMO DI GESTIONE DEI SERVIZI ALLA RETE

Il meccanismo alla base del modello di interazione è quello del semaforo, secondo la quale in un determinato periodo di tempo, lo stato di un particolare segmento della rete di distribuzione viene descritto utilizzando un colore (verde, giallo e rosso) che esprime la particolare condizione del segmento di rete interessato. Questo approccio è denominato appunto 'Traffic Light Mechanism' (TLM).

5.6 FASI DEL TLM

Nel Traffic Light Mechanism a seconda del colore relativo al semaforo, nel rispettivo tronco di rete si applicano delle regole per l'interazione di tutti i ruoli di mercato rilevanti, come quelli del fornitore di energia, del responsabile del bilanciamento, utenti produttori, consumatori, accumulatori e gli aggregatori coinvolti.

Il gestore della rete di distribuzione calcola lo stato attuale e previsto nel generico segmento di rete e assegna di conseguenza uno dei tre colori al semaforo. Con l'implementazione di questo meccanismo, gli operatori di rete sono in grado di segnalare ai partecipanti al mercato interno un'esigenza di flessibilità e quindi di creare un incentivo per alterare il comportamento dell'unità connessa a quella

parte di rete BT. Sulla base delle informazioni fornite dal gestore della rete all'aggregatore, i partecipanti al mercato interno possono erogare servizi e offrirli al Distributore.

5.6.1 FASE VERDE

Lo stato verde del semaforo, detta anche '*fase di mercato*', rappresenta la situazione dove non esistono particolari condizioni di criticità sulla rete. La domanda e l'offerta di flessibilità avvengono esclusivamente tra partecipanti al mercato non regolamentati e quindi i gestori di rete non intervengono nel mercato. La fase verde serve quindi esclusivamente alla flessibilità a vantaggio del mercato energetico interno.

In questa fase, tutti i servizi del mercato possono essere forniti e richiesti senza vincoli. Il mercato può raggiungere il suo potenziale all'interno della fornitura di energia attraverso premialità e contribuire così all'integrazione dell'immissione non programmabile (feed-in). Il gestore di rete in questa fase osserva soltanto lo stato della rete e non interviene.

5.6.2 FASE GIALLA

Lo stato giallo del semaforo rappresenta la '*fase di allerta*', dove avvengono le interazioni tra i partecipanti al MSGL per la risoluzione di potenziali congestioni sulla specifica porzione di rete. Il gestore della rete agisce per correggere la criticità sfruttando la flessibilità offerta dai partecipanti al mercato. Esiste quindi un'interazione tra gli operatori di rete e del mercato interno. Inoltre, il mercato può utilizzare la flessibilità residua a vantaggio del mercato stesso accumulando capacità o fornendo ulteriori servizi.

Nella fase gialla il gestore della rete di distribuzione, oltre alle offerte di servizi di regolazione spot presenti sul mercato, può sicuramente contare sulla flessibilità riservata contrattualmente (capacity). Ciò sarà generalmente effettuato in maniera indiretta attraverso misure concordate con l'aggregatore. In questo caso, il coinvolgimento della parte responsabile del bilanciamento (BRP) è assolutamente necessario e deve essere trovata una modalità per la distribuzione dei costi/ricavi sostenuti.

I fornitori di flessibilità devono garantire che siano seguite le dovute procedure di compensazione. Gli interventi durante la fase gialla del semaforo sono sempre associati al pagamento per la flessibilità da parte dell'operatore di rete che deve remunerare la risorsa MT/BT che offre il servizio (logica *market pull* anticipata nel paragrafo 2).

Di conseguenza, gli utenti della rete possono adattare il loro comportamento e trarre profitto dal contributo alla stabilità della sicurezza del sistema. Sulla base dei valori storici del Distributore e dell'aggiornamento delle previsioni di eccesso o fabbisogno di energia del sistema, gli operatori di rete responsabili segnalano ai partecipanti al mercato con i quali hanno accordi contrattuali la necessità di flessibilità a salire o scendere.

5.6.3 FASE ROSSA

Lo stato "rosso" del semaforo indica la *'fase di emergenza o critica'*, e vuol dire che esiste un rischio diretto per la stabilità del sistema e quindi per la sicurezza della fornitura. Oltre alle misure descritte nella fase gialla del semaforo, il gestore di rete deve intervenire controllando direttamente (in emergenza) o bilanciando le unità disponibili sottese alla rete di distribuzione e nel mercato. Ciò avviene per mezzo di istruzioni impartite direttamente alle nanogrid a cui sono collegate le unità di generazione, di consumo e/o di storage.

Le situazioni che mettono a rischio il sistema si estendono spesso a diverse aree della rete. Per questo motivo TSO e DSO interagiscono per garantire la stabilità del sistema. In questo processo intervengono misure per spegnere le strutture di generazione e/o di consumo come da normativa (es. RIGEDI, Teledistacco, ecc) [23].

Non appena il gestore di rete deve adottare una regolamentazione o misure di controllo non basate sul mercato per garantire la stabilità del sistema, la fase gialla (o verde) diventa rossa. La fase rossa dovrebbe essere ampiamente evitata nell'interesse della sicurezza della fornitura e dei servizi accettati.

5.7 ESEMPIO DEL METODO DI ESECUZIONE DEL SERVIZIO

Il fornitore/aggregatore ha un accordo di fornitura di flessibilità con il consumatore e un accordo di fornitura con l'operatore della rete di distribuzione. Il DSO conosce le potenzialità di flessibilità messe a disposizione dalle risorse collegate alla rete di distribuzione, e garantisce un'adeguata remunerazione agli utenti che partecipano al meccanismo.

In FIGURA 14 si illustrano le interazioni previste nel meccanismo a semaforo al netto delle dinamiche di mercato. La situazione tipica è rappresentata dallo stato giallo del semaforo, mentre lo stato rosso è la situazione nella quale si verifica un'emergenza.

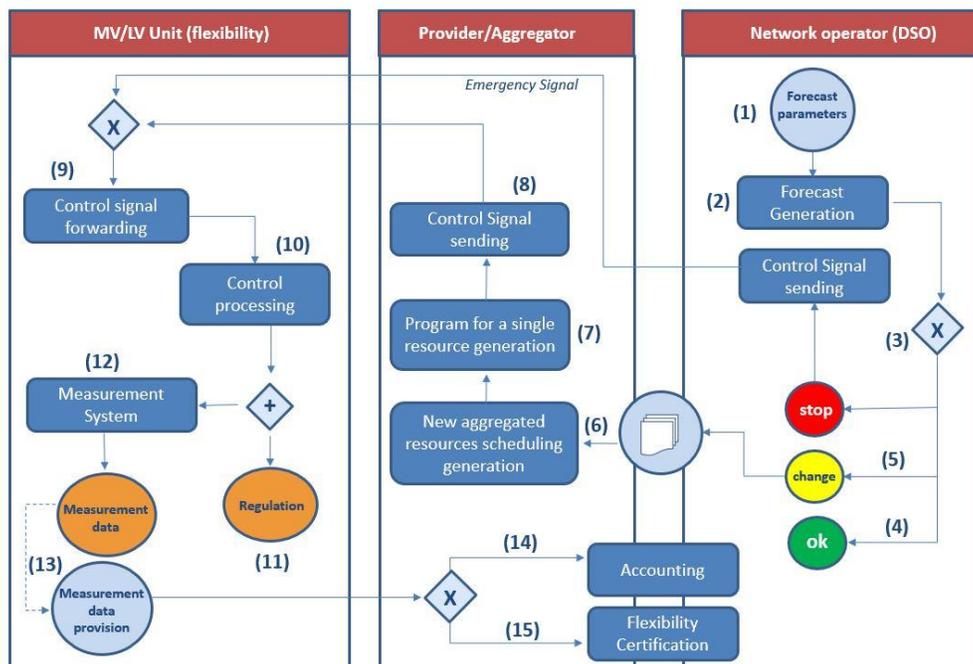


FIGURA 14 - FLESSIBILITÀ ATTIVAZIONE RISORSE NEL MODELLO "SEMAFORO"

Di seguito viene mostrata la descrizione del processo:

- (1) L'operatore di rete dispone di tutte le informazioni utili per predire lo stato della rete (ad es. vincoli di rete, profili di carico, previsioni di produzione);
- (2) Il gestore di rete effettua previsioni sullo stato della rete, in particolare per le tratte di rete in cui il gestore ha individuato una generale esigenza di flessibilità, utilizzando le informazioni di cui sopra (1).
- (3) Sulla base di queste previsioni, l'operatore di rete determina il colore della fase del semaforo per ciascuna sezione di rete.
- (4) Se il semaforo è nello stato verde, le previsioni dell'operatore di rete indicano che non è necessario alcun aggiustamento del carico/generazione prevista. Il rivenditore / aggregatore controlla i sistemi / risorse che gestisce secondo le condizioni contrattuali di fornitura. Gli impianti di generazione possono immettere energia nel sistema liberamente per l'approvvigionamento energetico.
- (5) Viceversa, se le previsioni dell'operatore di rete indicano che esiste una potenziale violazione dei vincoli di rete, è necessario un adeguamento del carico previsto. In questo caso l'operatore attiva la fase gialla del semaforo per la corrispondente sezione di rete e trasmette una richiesta di

servizio sul MSGL.

- (6) L'Aggregatore genera una nuova programmazione della potenza (scheduling), tenendo conto della richiesta di adeguamento avanzata dal DSO, e la offre sul mercato.
- (7) L'Aggregatore che ha ottenuto l'accettazione del servizio sul MSGL implementa il nuovo programma distribuendolo tra le risorse disponibili connesse alla porzione specifica della rete di distribuzione, secondo una distribuzione ottimale.
- (8) L'Aggregatore trasmette il segnale del nuovo programma a ciascuna risorsa coinvolta.
- (9) Il segnale viene inoltrato al sistema di controllo dell'utente (nanogrid).
- (10) Il sistema di controllo (nanogrid) dell'utente elabora il segnale ricevuto e implementa la modifica dei programmi.
- (11) Il sistema di controllo implementa la modifica dei programmi di immissione e/o carico.
- (12) Il sistema di misurazione dell'utente è uno Smart Meter che tiene traccia e fornisce i dati misurati per la certificazione del servizio.
- (13) I dati del misuratore vengono utilizzati anche a fini statistici e previsionali e inviati anche per i fini contabili.
- (14) La contabilizzazione è completata sulla base di una serie storica di valori misurati sul profilo di carico reale.
- (15) I valori misurati sono infatti utili per certificare l'erogazione del servizio di flessibilità tra Aggregatore e gestore della rete di distribuzione.

In condizioni di emergenza il semaforo cambia lo stato in rosso:

16) Le previsioni dell'operatore di rete evidenziano che esiste un pericolo diretto per la stabilità nella sezione di rete o persino per la stabilità del sistema a monte e quindi per la sicurezza della fornitura, anche se venisse utilizzata la flessibilità della rete. L'operatore di rete dichiara quindi lo stato rosso del semaforo.

17) L'operatore di rete trasmette un segnale di emergenza per controllare direttamente il sistema dell'utente (risorsa MT-BT). Successivamente, vengono seguite le fasi da (9) a (15) come nella condizione di semaforo giallo.

Se si considerano le unità flessibili non rilevanti, il meccanismo prevede di gestire la regolazione economica in maniera oraria effettuando però delle verifiche a step quartiorari, ad esempio il primo intervallo di tempo è il primo quarto d'ora. Per ogni quarto d'ora si cerca di far rispettare i profili di generazione programmata e carico programmato andando a lavorare sui successivi quarti d'ora riducendo il delta nel periodo T (il periodo di riferimento è l'ora se si considerano unità non rilevanti) e applicando delle correzioni tramite gli utenti dotati di sistemi supercapacitori nei successivi tre quarti d'ora. Nel caso di errori ampi allora si deve provvedere ad una ri-programmazione.

Come visto nella gestione della rete di distribuzione secondo l'approccio TLM, le condizioni che possono verificarsi per le risorse distribuite connesse alla rete di distribuzione, sono di tre tipologie ognuna delle quali rispecchia una situazione. Tali situazioni sono rappresentate da una fase verde, una fase gialla, una fase rossa come di seguito in FIGURA 15.



FIGURA 15 - INTEGRAZIONE TLM NELLA GESTIONE DELLA RETE ELETTRICA

6. MODELLO DI GESTIONE "COMESTO"

Come discusso in precedenza, l'Aggregatore può svolgere sia la funzione di fornitore di energia che di Service Provider, traendo benefici sia dall'autoconsumo di energia in aggregazione che dalla disponibilità a fornire servizi di flessibilità nei mercati di flessibilità tramite le risorse connesse alla rete di distribuzione.

La flessibilità dell'Aggregatore, a sua volta, può realizzarsi con azioni volte a:

- Definire della baseline di modulazione dei sistemi di accumulo tramite algoritmo di gestione centralinazio e comunicazione al singolsistema di accumulo (SdA) della carica/scarica da effettuare nel tempo;
- Variazione della generazione e del carico locale;
- Controllo del carico utente (DR-LC), in caso di emergenza per i soggetti che presentano disponibilità.

Come mostrato in FIGURA 4 il modello in ComESto presuppone che il DSO abbia priorità nelle movimentazioni richieste dal TSO a meno di esigenze critiche sulla RTN.

Questo meccanismo necessita pertanto di un mercato interno alla rete di distribuzione dove l'insieme degli utenti, utilizzando le risorse a disposizione, partecipano alle offerte di servizi sia di tipo locale che globale.

Mentre la prima tipologia di servizi trova applicazione in specifici punti della rete di distribuzione (pertanto solo alcuni utenti possono partecipare), la seconda tipologia deve essere necessariamente eseguita con riferimento alle sezioni di confine tra la rete di distribuzione e la RTN, inglobando un più alto numero di risorse capaci di erogare il servizio. In tal senso, la validazione del DSO è necessaria per garantire che i flussi di potenza messi in gioco per soddisfare un servizio globale siano compatibili con lo stato di esercizio della propria rete.

Nei fatti, il mercato interno nella quale i diversi utenti, tramite l'Aggregatore, concorrono a rendere disponibile la modulazione energetica sarà costituito da fasi temporali distinte e cronologicamente in sequenza, che dal lungo periodo si avvicinano via via al tempo reale riducendo il gap tra previsione e dato effettivo (sbilanciamento) e tenendo in conto l'accettazione di eventuali servizi. Nella pratica, attraverso le diverse fasi temporali, l'aggregatore ottimizza la modulazione energetica delle risorse attraverso lo sfruttamento dei sistemi di accumulo cercando di mantenere il profilo di immissione e prelievo il più possibile aderente a quanto comunicato al TSO in sede di programmazione.

Le fasi temporali mirano all'approvvigionamento di risorse tramite gli accumuli che possono essere, di lungo periodo (o stagionale) e di breve periodo (o giornaliero), fino al tempo reale per garantire bilanciamento. Si prevede pertanto l'esistenza di 3 fasi diverse:

- 1) *Strategia di pianificazione (Lungo periodo);*
- 2) *Tattica, giorno prima per il giorno dopo (Day-Ahead);*
- 3) *Tempo Reale.*

6.1 FASI TEMPORALI DEL MERCATO INTERNO ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE

Le scale temporali all'interno delle quali si espleta il mercato sono tre e partono da un'orizzonte temporale lungo per arrivare fino al tempo reale. All'interno di questo percorso, l'obiettivo è rendere ciò che succede in tempo reale perfettamente allineato a quanto si era programmato in sede di pianificazione. Si parte pertanto dalla fase di pianificazione di *lungo periodo* nella quale si fa una programmazione di massima delle risorse (stima generazione, stima carico e scelta delle tipologie di accumulo presenti), segue una fase di *giorno prima*, intervallo nel quale si va ad affinare la programmazione e si esegue un'ottimizzazione interna delle risorse flessibili, per arrivare infine al *tempo reale* (periodo di consegna) rendendo il comportamento delle risorse più aderente possibile alla programmazione comunicata ai gestori di rete avendo allo stesso tempo la disponibilità delle risorse per soddisfare eventuali servizi accettati sul mercato.

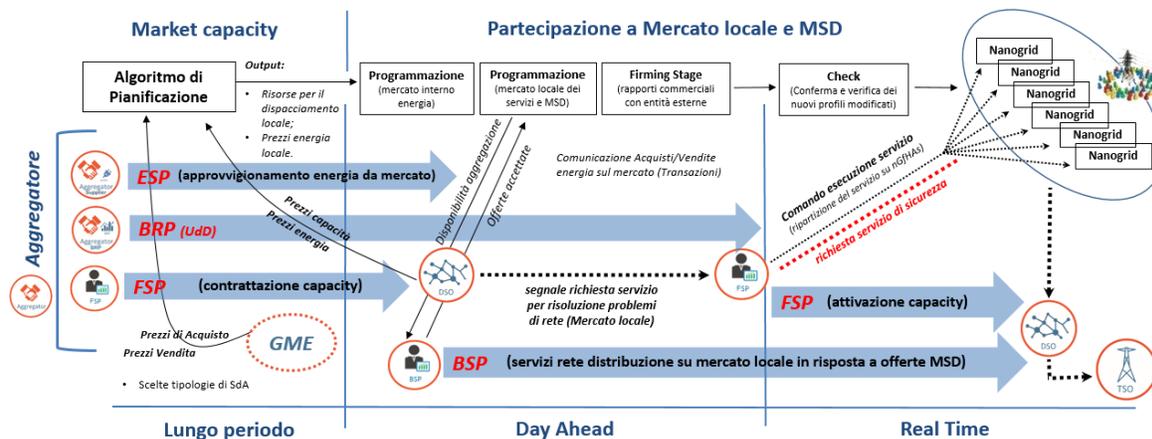


FIGURA 16 - FLESSIBILITÀ ATTIVAZIONE RISORSE NEL MODELLO "SEMAFORO"

6.1.1 STRATEGIA DI PIANIFICAZIONE (O DI LUNGO PERIODO)

In funzione delle esigenze di carico previsto per la comunità e della generazione prevista dei prosumers e producers, l'Aggregatore definisce sia la tipologia che la capacità di accumulo in grado di garantire disponibilità su un orizzonte temporale ampio. In questa fase si fa una stima (pianificazione) del carico aggregato, della generazione aggregata ed in base ad una previsione dei prezzi praticabili si esegue una strategia ottimale di approvvigionamento per l'Aggregazione per il dispacciamento locale.

Vi è da tenere presente che tutto il meccanismo deve essere finalizzato al mantenimento nel tempo reale di un profilo programmato aderente più possibile al profilo concordato in sede di programmazione, inclusa l'eventuale fornitura di servizi.

Questa strategia può andare a definire giornalmente (breve periodo) quanta energia accumulare per garantire disponibilità di lungo periodo e definisce quanti e di quali sistemi di accumulo si ha bisogno (tipologia e dimensioni), una previsione dei prezzi dell'energia, una previsione del carico e della generazione. Ad esempio:

- Se il prezzo di acquisto/vendita di energia dal/sul mercato previsto è alto allora la strategia può scegliere di incrementare l'accumulo di lungo periodo per erogare successivamente e massimizzare l'autoconsumo ottenendo dei benefici economici rispetto ad acquistare energia dal mercato oppure erogare servizi alla rete ottenendo una remunerazione migliore.
- Se il prezzo di acquisto/vendita di energia dal/sul mercato previsto è basso allora la strategia può scegliere di minimizzare l'accumulo di lungo periodo poiché si riesce ad attingere direttamente sul mercato a prezzi competitivi.

Sostanzialmente gli output di questa fase sono:

- 1) La scelta del sistema di accumulo al fine di aumentare l'autoconsumo collettivo;
- 2) I contratti di capacity con il DSO per erogare dei servizi di flessibilità.

6.1.2 STRATEGIA BREVE PERIODO

La fase di breve periodo viene effettuata in corrispondenza del giorno prima per il giorno successivo (detta per tale motivo 'Day-Ahead') e per ciascun profilo di carico aggregato previsto e generazione aggregata prevista, di formulare un nuovo profilo programmato cumulato più aderente alla situazione prevista attraverso il contributo in carica o scarica degli accumuli distribuiti in aggregazione. Nella formulazione del nuovo profilo, in funzione dei prezzi e dello stato di carica degli accumuli di lungo periodo, entra in gioco anche la convenienza a caricare o scaricare dagli accumuli di breve periodo.

Il nuovo profilo da inviare al TSO e DSO sarà un profilo di carico/generazione complessivo dell'aggregazione (più attendibile al giorno dopo/ore dopo) nella quale vi è il contributo del profilo di storage complessivo costruito attribuendo a ciascun apparato di controllo (*nanogrid*) che funge da 'Home Energy Manager' (HEM) degli utenti, un coefficiente che rappresenta la quota di carica/scarica rispetto al profilo complessivo che l'utente cercherà di inseguire in base alla sua disponibilità intesa come contributo al raggiungimento del risultato complessivo.

In questa fase, portando in conto la situazione degli storage (stato di carica) di breve e lungo periodo e dei prezzi, una volta che vi sono risorse a sufficienza per soddisfare eventuali servizi locali, è possibile formulare altre possibili offerte nel mercato ASM tramite il BSP per massimizzare i benefici della comunità energetica.

All'interno del mercato interno questa fase rappresenta il processo che viene svolto tramite l'esecuzione di un modello definito di 'Ottimizzazione della Flessibilità Interna e Sbilanciamento', denominato OFIS-DA discusso nello schema logico riportato nella seguente FIGURA 17.

6.1.3 STRATEGIA REAL-TIME

La fase di tempo reale verifica l'attendibilità dei profili programmati in Day-Ahead e interviene, cercando di ridurre più possibile il gap tra la previsione ed il tempo reale. Quest'azione correttiva si intraprende in maniera ricorsiva per verificare se si sta rispettando quanto programmato complessivamente agendo su particolari tipo di storage 'rapidi' come i Supercapacitori o attivando della capacità a disposizione contrattata nelle fasi precedenti con tecnologie relativamente rapide come l'accumulo Litio. In questa fase il contributo deve aiutare a garantire anche l'esecuzione dei servizi accettati con il DSO.

Nel caso di criticità può verificarsi anche una richiesta di servizio di sicurezza in maniera diretta da parte del DSO solo su alcuni utenti che accettano di rispondere, agendo ad esempio su carichi di tipo interrompibile collegati all'apparato di controllo del singolo utente o ponendo l'utente in isola controllata.

All'interno del mercato interno questa fase rappresenta il processo che viene eseguito con il modello detto di OFIS-TR.

7. SCHEMA LOGICO DEL MERCATO INTERNO

La rappresentazione del modello di mercato rappresenta l'insieme dei passi e delle operazioni che vengono eseguite dall'aggregatore per partecipare al mercato dei servizi ancillari sia di tipo Locale che Globale. A tal fine, sono necessarie una serie di operazioni che sono state raggruppate nello schema logico riportato in FIGURA 17.

Si assume che le necessarie operazioni siano eseguite su piattaforma cloud tramite i modelli sviluppati in AR 5.1, 5.2, 5.3 e implementati in 5.7.

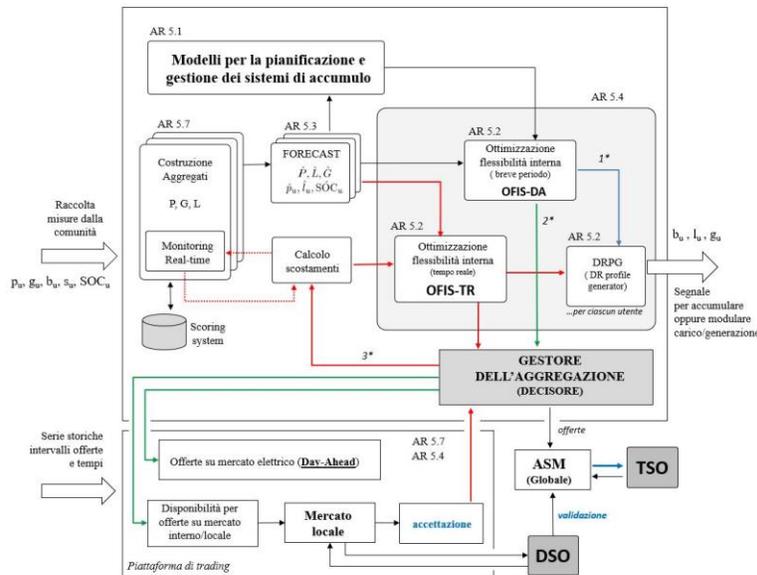


FIGURA 17 - SCHEMA LOGICO DEL MODELLO DI MERCATO COMESTO

Lo schema logico di rappresentazione è generale, inoltre, la formulazione dell’algoritmo decisionale OFIS-DA e soprattutto nei singoli modelli di ripartizione previsti in OFIS-TR, è necessario considerare opportunamente i vincoli tecnologici per ciascuna delle tipologie di accumulo coinvolta.

Il blocco “*Costruzione Aggregati*” indica le operazioni che l’Aggregatore deve compiere per raccogliere le misure di potenza da tutti gli HEM, dati di prezzo e altre informazioni utili per creare profili aggregati per tutte le misure di interesse, produzione, consumo, immissione e accumulo (in AR 5.7).

Il blocco “*FORECAST*” è incaricato di effettuare una previsione dei profili singoli e aggregati della generazione, del carico e ottenere di conseguenza una stima della capacità di accumulo.

Siccome le fonti di energia possono provenire da più sorgenti eterogenee, come l’eolico o fotovoltaico, termico, è necessario disporre di *FORECAST* distinti per ogni sorgente.

In base a queste previsioni, si avvia l’ottimizzazione della funzione utilità indicata nei blocchi “*Ottimizzazione Flessibilità Interna e Sbilanciamento*” denominata *OFIS* che modellano rispettivamente la flessibilità di potenza offerta dalla gestione della comunità tramite i sistemi di accumulo sia nel breve termine (Day-Ahead) con il blocco “*OFIS-DA*” che la flessibilità di potenza offerta dalla gestione della comunità nel tempo reale tramite il blocco “*OFIS-TR*” che si concretizza nel ripartire la schedulazione dei profili di attivazione (carica/scarica) alle singole risorse sulla rete rappresentate dai diversi accumuli per quella tipologia all’interno dell’aggregazione.

L'ottimizzazione delle flessibilità avviene quindi in due fasi: il giorno prima per il giorno dopo e nel tempo reale.

Nella fase di ottimizzazione al giorno prima il risultato sono le quantità di energia oraria da conservare/erogare complessivamente per ogni tipologia di accumulo. Tale quantità viene successivamente ripartita su ciascuna singola risorsa appartenente alla tipologia di accumulo considerata tramite il blocco di *Demand Responce Profile Generator-DRPG*, che restituisce un profilo di attivazione).

È da considerare che in uscita dal blocco *DRPG* si trasmette alla singola unità flessibile (nanogrid dell'utente) una quantità di potenza da caricare/scaricare (b_u) questo segnale equivale ad un incremento del carico (l_u) o della generazione (g_u). Gli algoritmi di ripartizione utilizzati dal blocco *DRPG* sono stati sviluppati in AR 5.2.

Al termine della prima ottimizzazione OFIS-DA il risultato (in FIGURA 17 indicato con 1*) è una quantità di energia da conservare/scaricare per ciascuna tipologia di accumulo nelle 24 ore giornaliere.

Il contributo per la singola tipologia di accumulo al profilo di storage complessivo viene comunicato tramite un coefficiente di ripartizione (a_i^j , con $i=1...24$ ore e j che rappresenta le diverse tipologie di accumulo coinvolte) che indicherà quanta potenza si dovrà caricare/scaricare dalla j -esima tipologia di accumulo in una determinata ora i .

A valle della prima ottimizzazione interna "OFIS-DA", scaturiscono inoltre le quantità di energia da acquistare/vendere sul mercato (in FIGURA 17 indicato con 2*) ed in base alle disponibilità e gli impegni contrattuali presi con il DSO (fornitura di servizi locali) si formulano offerte sul mercato locale per la modulazione che permettono una modifica del profilo complessivo.

La fase di ottimizzazione "OFIS-TR" avviene confrontando in real-time il profilo dell'aggregazione per generazione, consumo e scambio, con quanto comunicato agli operatori di rete per l'aggregazione, portando in conto le previsioni di produzione e di carico infragiornaliere.

L'idea, è quindi di rieseguire una seconda previsione e ottimizzazione di flessibilità interna con OFIS-TR per ridurre il più possibile lo scostamento e mantenere il profilo programmato tenendo conto delle offerte accettate nel mercato interno (in FIGURA 17 indicato con 3*). La necessità di attivare un servizio da parte del DSO si trasforma in offerte nel mercato interno la cui accettazione comporta un segnale di modifica del profilo programmato da inseguire tramite il processo di ottimizzazione "OFIS-TR" che comunicherà un nuovo profilo di attivazione attraverso il *DRPG*.

A questo punto il *DRPG* determinerà la schedulazione dei profili di attivazione da distribuire ai sistemi di accumulo della comunità che avviene tramite segnali di controllo verso gli HEM della singola risorsa. L'utente partecipante, da parte sua e tramite l'HEM, deve:

- ricevere i comandi dall' Aggregatore, in particolare i comandi di DR per cambiare il suo profilo (AR.5.2);
- eseguire i comandi ricevuti compatibilmente con i vincoli locali.

Voi è da precisare che nella fase di OFIS-TR le risorse da movimentare sono solo quelle più idonee con tempi rapidi di risposta e per questo il relativo modello prenderà in considerazione solo sistemi di storage rapidi come Supercapacitori e/o Litio.

8. FORMULAZIONE DEL MODELLO OFIS

L'obiettivo del seguente modello è quello di ripartire il surplus di potenza tra i diversi utenti dotati di accumulo, massimizzando l'autoconsumo e i ricavi che possono derivare dalla vendita dell'energia ma allo stesso tempo minimizzando i costi associati al suo acquisto.

Il modello come abbiamo visto è suddiviso in due parti principali: la prima si occupa della programmazione del giorno prima per il giorno successivo (OFIS-DA), la seconda si occupa della programmazione e gestione dei flussi di potenza per operare in tempo reale (OFIS-TR) nel mercato dei servizi di dispacciamento. Naturalmente entrambe le fasi, sebbene operino con tempistiche differenti, sono tra loro correlate.

La prima parte del modello opera andando a ripartire l'eccesso/difetto di potenza tra le diverse tipologie di sistemi di accumulo di cui gli utenti nella comunità dispongono. I sistemi di accumulo sono stati suddivisi in due tipologie, di breve periodo (giornaliero) e di lungo periodo (stagionale) per conservare gli eccessi di generazione in alcuni periodi dell'anno e poi essere riutilizzati in momenti di necessità futuri.

La presenza di tecnologie di accumulo con caratteristiche tecniche differenti tra loro ha richiesto un processo di armonizzazione che prendesse in considerazione gli accumuli in maniera omogenea e comparabile. Per questo motivo nel modello matematico sviluppato in AR 5.2 è stato utilizzato un sistema di accumulo 'equivalente' che tenesse conto di specifici vincoli in grado di riflettere le caratteristiche di ogni tipologia di accumulo. Partendo da un algoritmo di gestione "base" questo è stato esteso a più tipologie di accumulo con la presenza di tutte le tipologie che almeno in linea teorica possono intervenire nel modello, rappresentate da diverse tecnologie di accumulo come *Litio*, *Flusso*, *Supercapacitori* (definite anche 'Convenzionali'), oltre alle tecnologie *Termico*, *Demand Response di tipo elettrico*, *Veicoli elettrici*, *Idrogeno*, *Generatori programmabili e Idrico* (definite anche 'Non-Convenzionali').

Prima fase: consente di eseguire una programmazione del giorno prima per il giorno successivo nella quale l'energia in eccesso o difetto della comunità in ciascuna ora del giorno, rappresentata nel modello con D_i , viene suddivisa nelle 24 ore per le diverse tipologie di SdA presenti tramite dei coefficienti aij con j che rappresenta le diverse tipologie di accumulo e $i=1....24$ che rappresenta le ore della giornata.

Seconda fase: Nota la quota (aij) di energia complessivamente da caricare/scaricare dalle diverse tipologie di SdA nelle 24 ore, tali quantità complessive orarie devono essere ripartite sui singoli accumuli presenti in aggregazione per quella tipologia tramite i singoli modelli di ripartizione per specifica tipologia di SdA sviluppati in AR 5.2.

Presa in ingresso la quantità totale restituita dalla prima fase di OFIS-DA, ciascun modello sviluppato specifico per tipologia di accumulo si occuperà di ripartire tra i singoli accumuli di quella tipologia la quantità da caricare o scaricare.

La ripartizione delle quantità oraria tra i diversi storage della stessa tipologia avviene inviando al singolo HEM un profilo da inseguire. I profili di produzione e carico sono profili cumulati previsti la cui somma rappresenta il profilo di scambio previsto, a questo profilo si somma il profilo orario di carica/scarica della tipologia di accumulo.

Con la sessione di tempo reale si è pensato invece come affrontare la programmazione in prossimità del momento di consegna nella quale si va a verificare la correttezza dei profili programmati agendo sui flussi di potenza soltanto con le tipologie di accumulo più adatte a ridurre gli sbilanciamenti e offrire i servizi necessari nel mercato dei servizi locali e globali specificati nel modello di mercato.

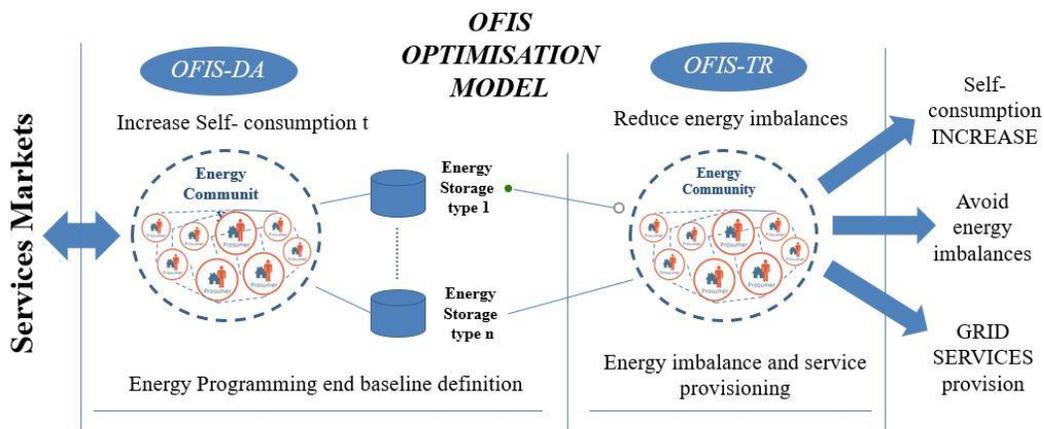


FIGURA 18 - SUDDIVISIONE FASI E MODELLO DI OTTIMIZZAZIONE

È pensabile programmare la strategia Day-Ahead (risolvendo l'appropriato problema di flessibilità/ottimizzazione OFIS-DA) più volte in un giorno che restituisce per la comunità energetica un

aggiornamento delle esigenze di carico e generazione prevista al fine di massimizzare l'autoconsumo e predisporre le offerte per ulteriori ed eventuali servizi di rete.

OFIS-DA in particolare per l'aggregato virtuale definisce per ciascuna tipologia di accumulo sotteso alla nanogrid:

- Il profilo da inseguire per la massimizzazione dell'autoconsumo nel caso di semaforo verde nel sistema;
- Il prezzo minimo da offrire nei servizi locali e di dispacciamento globali;
- Il profilo da inseguire per massimizzare l'autoconsumo e rispettare i servizi locali (e di dispacciamento globali) accettati in caso di semaforo giallo nel sistema.

In tempo reale OFIS-TR modifica i profili determinati ad evita divari tra valori attesi e quelli effettivi riducendo il più possibile gli sbilanciamenti energetici ed eseguendo i servizi richiesti dagli operatori di rete nel caso di semaforo rosso.

8.1 FORMULAZIONE OFIS-DA

Aumentare l'autoconsumo di Comunità è un processo di ottimizzazione che scaturisce da un processo decisionale di massimizzazione attuato da un blocco decisionale (appunto OFIS, ottimizzazione della flessibilità interna e sbilanciamento) applicato all'aggregazione di utenti tramite il modello matematico associato ad OFIS-DA. Nel modello sono considerate le N tipologie di sistemi di accumulo giornaliero che intervengono nel breve periodo ed M tipologie di sistemi di accumulo stagionali di lungo periodo.

- 1 - *Accumulo elettrochimico a litio* (breve periodo);
- 2 - *Batterie a Flusso* (breve periodo);
- 3 - *Super capacitori* (breve periodo);
- 4 - *Accumulo di tipo Termico* (breve periodo);
- 5 - *Accumulo fornito da Veicoli Elettrici* (breve periodo);
- 6 - *Demand Response tramite carichi di tipo elettrico e generatori programmabili* (breve periodo). La DR non è un sistema di accumulo ma è un processo di carica-scarica considerato in maniera equivalente ad un accumulo. L'utilizzo della DR tramite i carichi elettrici o la generazione programmabile è assimilabile ad un sistema di accumulo poiché l'utente può aumentare o diminuire il suo carico lasciando più o meno margine allo storage per caricare o scaricare potenza. Nel caso di assenza di sistema di accumulo l'utente può comunque rispondere ad un aumento/diminuzione del carico o del generatore programmabile che assolve la stessa funzione di un sistema di accumulo;
- 7 - *Accumulatore biodiesel* (stagionale);
- 8 - *Accumulo a idrogeno* (stagionale);
- 9 - *Accumulo idrico* (stagionale, possibile accumulo ma non considerato nel prosieguo).

La presenza di tecnologie di accumulo con caratteristiche tecniche diverse, ha richiesto l'impiego di un sistema di accumulo 'equivalente' per ogni tipologia per tener conto dei specifici vincoli che riflettono le caratteristiche di ogni tipologia di accumulo.

Il modello di gestione parte è partito da una versione definita 'base' nella quale è stato preso in considerazione solo lo storage di breve periodo, si è ampliato con l'inclusione dello storage di lungo periodo, infine si è esteso prendendo in considerazione anche la possibilità di includere delle offerte per la partecipazione al mercato MSD per la fornitura di servizi alla rete.

Per completezza in appendice si allegano le 3 versioni analitiche del modello base, modello di gestione con accumo stagionale e modello con partecipazione ad MSD.

Di seguito invece vengono riportate le informazioni che caratterizzano il modello generale più completo poi dettagliato in AR 5.2 .

DATI DEL MODELLO

Si rappresenta con N il numero di sistemi di accumulo giornaliero che intervengono nel breve periodo, strumento attraverso il quale si effettua una programmazione giornaliera (pari a 5), mentre con M il numero di sistemi di accumulo stagionali di lungo periodo, strumento attraverso il quale si effettua una programmazione stagionale (pari a 3).

Con il pedice j si indica la tipologia di strumento utilizzato per attuare le richieste del modello quindi per la programmazione giornaliera, regolazione del profilo/ sistema di accumulo:

Si indica con :

N , numero di sistemi di accumulo giornaliero

M , numero di sistemi di accumulo stagionale

K^j , rendimento del sistema di accumulo per ogni tipologia di accumulo $j=1,2 \dots 8$;

P_i , profilo aggregato di produzione (di tutte le tipologie di fonti) per ogni ora $i=1,2 \dots 24$;

Q_i , profilo aggregato di carico per ogni ora $i=1,2 \dots 24$;

$D_i = (P_i - Q_i)$, $i=1,2 \dots 24$ rappresenta la differenza tra profilo aggregato di produzione e profilo aggregato di carico , quindi il profilo di scambio con l'esterno dell'aggregazione se si ipotizza l'assenza di sistemi di accumulo;

SOC_0^j , indica lo stato di carica iniziale medio della tipologia di sistema di accumulo j con $j=1,2 \dots N+M$;

$SOCm^j$, stato di carica minimo della tipologia di sistema di accumulo j con $j=1,2 \dots N+M$;

$SOCM^j$, stato di carica massimo della tipologia di del sistema di accumulo j con $j=1,2 \dots N+M$;

PUN_i , prezzo di acquisto energia sul mercato all'ora i ;

PZ_i , prezzo di vendita energia sul mercato all'ora i ;

Y_m , valore minimo della frazione di energia in eccesso da conservare;

Y_M , valore massimo della frazione di energia in eccesso da conservare;

Z_m , valore minimo della frazione di energia in difetto da coprire (diverso da uno se Y_m è pari ad uno);

Z_M , valore massimo della frazione di energia in difetto da coprire (diverso da uno se Y_M è pari ad uno);

PAP , prezzo di acquisto energia medio previsto all'interno dell'aggregazione nella programmazione di lungo periodo;

PVP , prezzo di vendita energia medio previsto all'interno dell'aggregazione nella programmazione di lungo periodo;

R , indica il rapporto di conversione tra energia elettrica e termica nel caso dell'accumulo termico;

$CREG_m$, capacità regolante minima da offrire in MSD;

$CREG_M$, capacità regolante massima da offrire in MSD;

$POFF_m$, prezzo minimo di offerta in MSD;

$POFF_M$, prezzo massimo di offerta in MSD.

VARIABILI

- SOC_i^j stato di carica all'ora i della tipologia di sistema di accumulo j con $j=1,2 \dots N+M$ e $i=1,2 \dots 24$;
- a^j indica un coefficiente di ripartizione che rappresenta la quota parte di energia in eccesso che deve essere accumulata o in maniera analoga di energia in difetto richiesta dal carico che deve essere erogata all'ora i tramite la tipologia di sistema di accumulo j con $j=1,2 \dots N+M$ con $i=1,2 \dots 24$;
- b^j coefficiente di ripartizione capacità regolante all'ora i del sistema di accumulo j con $j=1,2 \dots N+M$ e $i=1,2 \dots 24$
- Y frazione di energia in eccesso da conservare negli accumuli stagionali;
- Z frazione di energia in difetto da soddisfare tramite accumulo stagionale;
- $CREG_i$ offerta di capacità regolante all'ora i con $i=1,2 \dots 24$
- $POFF_i$ prezzo offerto per la capacità regolante all'ora i con $i=1,2 \dots 24$
- $PMax^j$ indica per ogni tipologia di accumulo j la Potenza Massima aggregata che si può scambiare in immissione o prelievo;
- $CapTotMax^j$ indica per ogni tipologia di accumulo j la Capacità Massima aggregata.

VINCOLI

- $E_i = Y * D_i$, se $D_i > 0$ $i=1,2..24$. E_i rappresenta l'energia oraria in eccesso da conservare nell'accumulo stagionale/lungo periodo se $D_i > 0$;
- ($E_i = Z * D_i$, se $D_i < 0$ $i=1,2..24$) in questo caso $D_i < 0$, E_i rappresenta l' energia oraria in

difetto da coprire prelevandola dall'accumulo stagionale/lungo periodo;

- $S_i = (1-Y) \cdot D_i$, se $D_i > 0$ $i=1,2..24$, essendo il complemento di Y , S_i rappresenta l'energia oraria in eccesso da conservare nell'accumulo giornaliero/breve periodo se $D_i > 0$;
- ($S_i = (1-Z) \cdot D_i$, se $D_i < 0$ $i=1,2..24$) in questo caso $D_i < 0$, S_i rappresenta la rappresenta l'energia oraria in difetto da prelevare dall'accumulo giornaliero/breve periodo.

con riferimento a ciascuno tipologia di sistema di accumulo trattato i vincoli di seguito ampliano i vincoli in base.

Vincoli sulle batterie al Litio (equivalente)

- $SOC_i^1 = SOC_{i-1}^1 + a_i^1 K^1 S_i / CapTotMax^1$ con $i=1,2 \dots 24$
- $SOCm^1 \leq SOC_i^1 \leq SOCM^1$
- $P^1 \leq PMax^1$

Vincoli sulle batterie a Flusso (equivalente)

- $SOC_i^2 = SOC_{i-1}^2 + a_i^2 K^2 S_i / CapTotMax^2$ con $i=1,2 \dots 24$
- $SOCm^2 \leq SOC_i^2 \leq SOCM^2$
- $P^2 \leq PMax^2$

Vincoli su accumulo Termico (equivalente)

- $SOC_i^3 = SOC_{i-1}^3 + a_i^3 R^3 S_i / CapTotMax^3$ con $i=1,2 \dots 24$ dove con R si indica il coefficiente di conversione tra energia elettrica e termica;
- $a_i^3 > 0$ se $D_i > 0$ poichè l'accumulo termico può solamente assorbire energia elettrica in ingresso e non può effettuare il processo inverso;
- $SOCm^3 \leq SOC_i^3 \leq SOCM^3$ con $i=1,2 \dots 24$
- $P^3 \leq PMax^3$

Vincoli su Veicoli Elettrici (equivalente)

- $SOC_i^4 = SOC_{i-1}^4 + a_i^4 K^4 S_i / CapTotMax^4$ con $i = tArr, \dots tPart$ (sono delle grandezze di tipo stocastico che si referiscono ai valori più probabili di tempo di arrivo e partenza dei veicoli elettrici)
- $SOCm^4 \leq SOC_i^4 \leq SOCM^4$
- $P^4 \leq PMax^4$

Vincoli su Demand Response di tipo elettrico e Generatori programmabili (equivalente)

Per questa tipologia il termine SOC sarebbe improprio pertanto si definisce una potenza regolante.

- $PReg_i^5 = a_i^5 K^5 S_i$ con $i=1,2 \dots 24$ (quest'uguaglianza è corretta dal momento che si lavora con step temporale di un'ora)
- $\sum_{i=1}^{24} PReg_i^5 = 0$ questo è un vincolo evidenza che si tratta di 'load shifting' e non di di 'load shedding' ossia non si spengono carichi ma si spostano soltanto nell'arco della giornata. In questo modo se in alcune ore si aumenta il carico e in altre ore si diminuisce, complessivamente la somma vale 0.
- $PRegm^5 \leq PRegm_i^5 \leq PRegM^5$

Vincolo sui coefficienti di ripartizione

- $\sum_{j=1}^N a_i^j \leq 1$ con $i=1,2 \dots 24$. Il coefficiente a_i^j rappresenta la frazione di energia che viene conservata/prelevata all'ora i dal sistema di accumulo riferito al breve periodo/giornaliero j , pertanto essendo un valore espresso in percentuale, la sua sommatoria può essere al massimo pari ad uno se tutta la quantità sarà da accumulare nello storage giornaliero altrimenti sarà inferiore (<1). Inoltre, il valore può essere anche essere <1 perché si potrebbe decidere di vendere/acquistare l'energia in eccesso/difetto sul mercato elettrico esterno.

Vincoli su sistemi di accumulo stagionale

- $SOC_i^j = SOC_{i-1}^j + (a_i^j E_i / CapTotMax^j)$ con $i=1,2 \dots 24$ $j=N+1, \dots N+M$ questo vincolo rappresenta lo stato di carica del sistema di accumulo stagionale di tipo j all'ora i dato dallo stato di carica all'intervallo di tempo precedente a cui si aggiunge/sottrae la quantità di energia da accumulare/prelevare dallo storage stagionale ;
- $SOCm_i^j \leq SOC_i^j \leq SOCM_i^j$
- $\sum_{j=N+1}^{N+M} a_i^j \leq 1$ con $i=1,2 \dots 24$ si riferisce alla frazione di energia che viene conservata/prelevata dal sistema di accumulo stagionale.
- $C_i = D_i - (\sum_{j=1}^N a_i^j) S_i - E_i$ con $i=1,2 \dots 24$ rappresenta la quantità di energia residua da vendere/acquistare sul mercato data dalla differenza tra: totale di energia in eccesso/difetto (D_i), l'energia scambiata con i sistemi di accumulo di breve termine (S_i), l'energia scambiata con i sistemi di accumulo stagionale (E_i).

FUNZIONE OBIETTIVO:

$$\max \sum_{i=1}^{24} (\tau_i C_i + L_i S_i E_i + POFF_i CREG_i)$$

con:

$$\tau_i = PUN_i \text{ se } C_i < 0;$$

$$\tau_i = PZ_i \text{ se } C_i > 0;$$

$$L_i = \text{PAP se } E_i > 0;$$

$$L_i = \text{PVP se } E_i < 0.$$

La funzione obiettivo massimizza per tutte le 24 ore la quantità residua da vendere/acquistare sul mercato esterno e la quantità da vendere/acquistare dallo storage di lungo periodo. Se E_i è positivo infatti, questo vuol dire che si ha eccesso di energia nel lungo periodo allora posso acquistare e accumulare questa energia in aggregazione dagli utenti al prezzo di acquisto PAP previsto nel mercato interno, mentre se E_i è negativo si prevede di erogare energia che può essere venduta agli utenti in aggregazione al prezzo PVP previsto nel mercato interno.

OUTPUT DELL'ALGORITMO OFIS-DA (INPUT BLOCCO DRPG)

L'ottimizzazione delle flessibilità avviene quindi in due fasi, giorno prima per il giorno dopo (OFIS-DA) e tempo reale (OFIS-TR).

Concentrandoci sulla fase di ottimizzazione al giorno prima, il risultato che rappresenta l'output del blocco OFIS-DA è una quantità di energia da conservare suddivisa in maniera oraria per ogni tipologia di accumulo. Da questi valori è deducibile anche l'informazione complessiva della quantità di energia a disposizione. Al termine della prima ottimizzazione OFIS-DA il risultato (1^*) è una quantità di energia da conservare nelle 24 ore giornaliere per ciascuna tipologia di accumulo j .

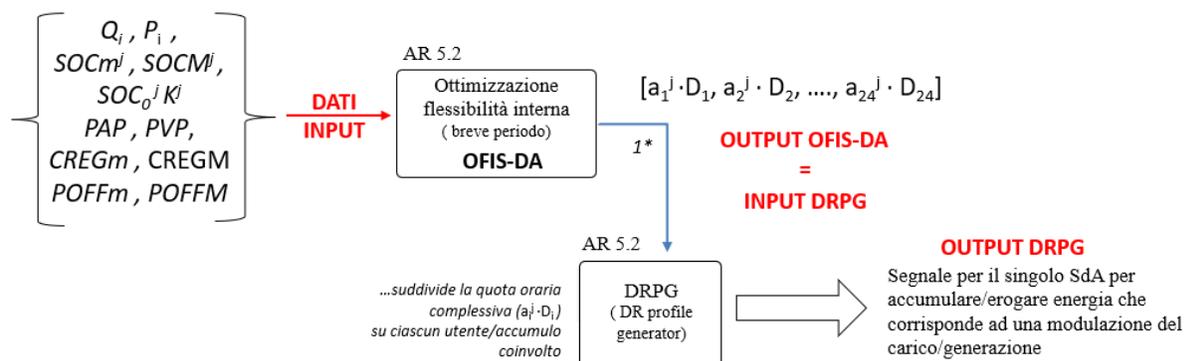


FIGURA 19 - INPUT-OUTPUT OFIS E DRPG

Il contributo complessivo riferito alla specifica tipologia di storage viene comunicato tramite il coefficiente di ripartizione ($a_i^j, i=1...24; j=1...8$ dove 8 sono le diverse tipologie di accumulo coinvolte) che indicherà quanta parte di energia in eccesso(difetto) si dovrà caricare(scaricare) dalla tipologia di accumulo in una determinata ora i . La F.O. del modello sviluppato deve far sì che la quantità accumulata/erogata dai sistemi d'accumulo non si discosti da quanto previsto dell'aggregatore in fase di programmazione iniziale e comunicato agli operatori di rete.

In definitiva il modello OFIS-DA restituisce un output che rappresenta l'input del blocco di ripartizione sui singoli utenti (DRPG) con il quale si comunicherà alla nanogrid dell'n-esimo utente/sistema di accumulo di tipologia j il suo contributo. Questo contributo corrisponde alla quantità di energia che il singolo sistema di accumulo presso l'utente, tramite l'ausilio della tecnologia abilitante nanogrid, dovrà conservare (o erogare) per far sì che quella tipologia di accumulo riesca a soddisfare il suo obiettivo complessivo di comunità rappresentato dalla quantità di energia accumulare (o erogare) nell'intervallo di tempo considerato. In linea con le direttive in ambito nazionale che si adeguano alla direttiva europea REDII 2018/2001 si considera come intervallo l'ora i .

Gli output di OFIS saranno due:

1) PROFILO ORARIO AGGREGATO DI GENERAZIONE E CONSUMO

Questo output è rappresentante come una serie di valori da distribuire sull'ora i per ogni tipologia di accumulo j . L'output di OFIS-DA sarà un vettore di 24 elementi per ogni tipologia di accumulo j che rappresenta un dato di input al DRPG che a sua volta si occuperà di distribuire i 24 valori orari, in energia da scambiare con i singoli sistemi di accumulo appartenenti alla tipologia j . A questo punto al profilo iniziale dell'utente viene aggiunta la variazione di carica (scarica) del sistema di accumulo che determinano un nuovo profilo di scambio orario per il singolo utente

Per ciascuna tipologia di sistema di accumulo j si avrà quindi un vettore di 24 elementi $[a_1^j * D_1, a_2^j * D_2, \dots, a_{24}^j * D_{24}]$ e ogni singolo elemento rappresenta una carica (scarica) complessiva che dovrà poi essere suddivisa tra il numero di storage appartenenti a quella tipologia di accumulo, con il successivo modello DRPG. Si mostra un esempio per ogni tipologia:

Es. per Batterie al Litio: $[a_1^{1*}D_1, a_2^{1*}D_2, \dots, a_{24}^{1*}D_{24}]$, quantità oraria di carica o scarica da suddividere tra i diversi storage a litio (tipo 1).

Es. per Batterie a flusso: $[a_1^{2*}D_1, a_2^{2*}D_2, \dots, a_{24}^{2*}D_{24}]$, quantità orarie di carica e di scarica da suddividere tra i diversi storage a flusso (tipo 2).

Es. Supercap: $[a_1^{3*}D_1, a_2^{3*}D_2, \dots, a_{24}^{3*}D_{24}]$, quantità orarie di carica e di scarica da suddividere tra i diversi storage a flusso (tipo 3).

Es. per accumulo termico: $[a_1^{4*}D_1, a_2^{4*}D_2, \dots, a_{24}^{4*}D_{24}]$, quantità orarie di carica da suddividere tra i diversi storage ad accumulo termico (tipo 4).

Es. per veicoli elettrici: $[a_1^{5*}D_1, a_2^{5*}D_2, \dots, a_{24}^{5*}D_{24}]$, quantità orarie di carica e di scarica da suddividere tra i diversi veicoli elettrici (tipo 5).

Es. per demand response: $[a_1^{6*}D_1, a_2^{6*}D_2, \dots, a_{24}^{6*}D_{24}]$, quantità orarie di incremento/diminuzione del carico da suddividere tra i diversi utenti che forniscono DR tramite i carichi programmabili o generazione programmabile (come ad es. gruppo elettrogeno, tipo 6).

Es. per accumulo biodiesel/gruppo elettrogeno: $[a_1^7 * D_1, a_2^7 * D_2, \dots, a_{24}^7 * D_{24}]$, quantità orarie di carica e di scarica da suddividere rispettivamente tra il generatore biodiesel e gruppo elettrogeno (tipo 7).

Es. per accumulo idrogeno: $[a_1^8 * D_1, a_2^8 * D_2, \dots, a_{24}^8 * D_{24}]$, quantità orarie di carica e di scarica da suddividere tra i diversi accumuli idrogeno (tipo 8).

ACQUISTO E VENDITA ALL'ESTERNO DELL'AGGREGAZIONE

Nella definizione dell'output del modello OFIS-DA vengono portati in conto i valori dei prezzi di acquisto e vendita previsti all'interno dell'aggregazione (*PAP* e *PVP*). Queste informazioni partecipando alla determinazione del valore di funzione obiettivo ne determinano il risultato e pertanto influenza indirettamente la quota di energia da acquistare (vendere) sul mercato esterno all'aggregazione. Definiti pertanto i profili programmati di prelievo ed immissione da comunicare alla rete (TSO/DSO)

P_{C_i} profilo aggregato di consumo all'ora i ;

P_{G_i} profilo aggregato di generazione all'ora i .

La quantità da acquistare (vendere) in borsa sui mercati esterni all'aggregazione all'ora i è pari :

$$M_i = P_{C_i} - P_{G_i} + [a_i^j * D_i]$$

con $[a_i^j * D_i]$ pari al contributo da caricare (se positivo) o da scaricare (se negativo) in maniera aggregata dalla tipologia di accumo j , allora se:

- Se $M_i > 0$, allora il consumo aggregato è maggiore della generazione aggregata pertanto tale quantità corrisponde al difetto di energia che deve essere acquistato dal mercato esterno;
- Se $M_i < 0$, allora la generazione aggregata è maggiore del consumo aggregato pertanto tale quantità corrisponde all'eccesso di energia che viene immesso in rete e venduta al mercato esterno;

A differenza del mercato interno, sul mercato esterno l'aggregazione è 'price taker' infatti non agisce tramite una strategia di 'bidding' ma prende in considerazione dei prezzi già stabili.

Per quanto riguarda l'output di OFIS-DA tale quantità di energia oraria viene successivamente ripartita per ciascuna tipologia di accumulo a ciascun utente (profilo di attivazione) tramite il blocco di *Demand Response Profile Generator*, DRPG.

Come mostrato in *Figura 19* il blocco DRPG trasmette alla singola unità flessibile una quantità di potenza da caricare(erogare) al singolo sistema di accumulo (come riportato in *FIGURA 17* output b_u). Questo segnale equivale ad un incremento del carico (l_u) o della generazione (g_u).

OUTPUT DELL'ALGORITMO DRPG

Dato in ingresso il vettore definito per ogni tipologia di accumulo, l'elemento $[a_i^j \cdot D_i]$ riferito ad ogni singola ora andrà ripartito sul numero totale di sistemi di accumulo di tipo j a disposizione tramite un coefficiente $b_i^j \cdot w$ dove $i=1...24$; $j=1...8$, $w=1...W_j$. W_j rappresenta il numero totale di sdA della stessa tipologia j considerata.

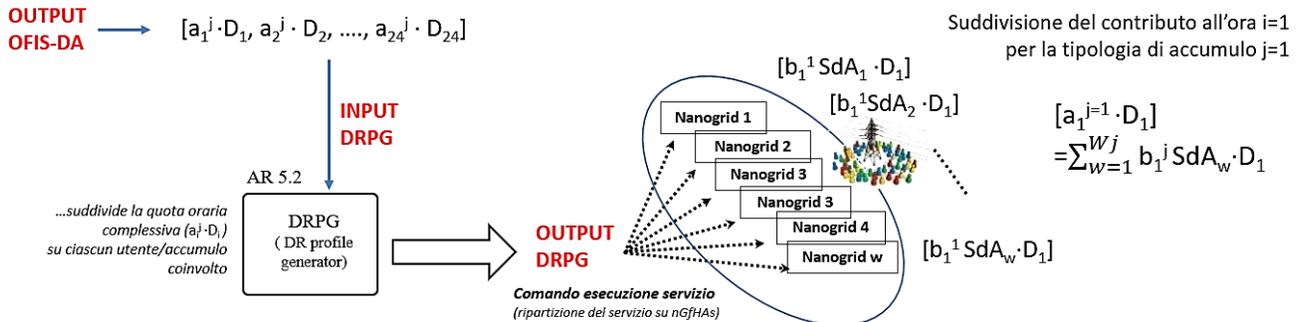


FIGURA 20 – RIPARTIZIONE OUTPUT DRPG S SISTEMI DI ACCUMULO

Ad esempio se si considera la tipologia litio con 35 sistemi di accumulo disponibili, allora l'elemento $a_1^1 \cdot D_1$ (a_1^1 è il coefficiente di ripartizione di D_1 , energia in eccesso/difetto nell'ora 1, sugli accumuli di tipo litio) si suddividerà tramite 35 coefficienti $b_1^1 \cdot w$ con $w=1...35$

Come indicato in precedenza al profilo di scambio iniziale previsto per l'utente viene aggiunta la variazione di carica(scarica) del sistema di accumulo j che determinano un nuovo profilo di scambio orario per l'utente stesso.

Il segnale per accumulare(erogare) dal sistema di accumulo dell'utente, fattivamente si traduce in una modifica del profilo di scambio con la rete che la tecnologia abilitante (nanogrid) dell'utente si preoccuperà di inseguire.

Sono degni di attenzione alcuni casi che rappresentano degli accumuli particolari:

- Veicoli elettrici ($j=5$): si può agire solo e soltanto sugli EV collegati alla rete in maniera tale che l'intervallo ' $t_{Partenza}$ ' - t_{Arrivo} ' comprenda al suo interno l'ora i oggetto della variazione.
- Demand Response ($j=6$): $b_i^j \cdot w$ rappresenterà una variazione di potenza (in aumento o diminuzione) da attuare tramite i carichi elettrici a disposizione nell'intervallo di tempo i oppure tramite una variazione di potenza (in aumento o diminuzione) dei generatori programmabili nello stesso intervallo di tempo i .

8.2 FORMULAZIONE OFIS-TR

Il modello di gestione della flessibilità eseguito in fase di programmazione ha bisogno di trovare corrispondenza con quanto succede nella realtà per garantire affidabilità del profilo programmato in pianificazione day-ahead e quindi di garantire prefissati livelli di autoconsumo della comunità, sia i servizi accettati nel mercato locale o globale da parte dell'aggregatore.

La garanzia di rispettare quanto pianificato è fornita dal successivo blocco di ottimizzazione che nello schema logico in FIGURA 17 è indicato come OFIS-TR.

L'idea di base del modello di tempo reale è che gli utenti in aggregazione dispongano di uno o più accumuli in grado di fornire regolazioni molto rapide entro certi limiti di potenza e di energia come possono essere storage di brevissimo periodo come Supercapacitori o tecnologia a litio.

Nell'attuale quadro regolatorio, in Italia basato sul 'central dispatching' nel caso di unità di produzione o consumo *non rilevanti* (inferiori a 10MW) gli *sbilanciamenti*, ovvero la deviazione rispetto ai profili programmati e comunicati al gestore di rete *su base oraria*, sono calcolati non per ogni singolo punto di prelievo(immissione) ma per aggregato: si ha pertanto un solo profilo aggregato di prelievo ed un solo profilo aggregato di produzione.

L'immissione ed il prelievo vengono gestiti separatamente, pertanto se un utente consuma in più ed un altro produce di più sebbene come aggregato si compensa e lo sbilanciamento fisico è nullo, in realtà si sbilancia due volte. Nel caso di utenti non rilevanti come il caso di comunità il periodo rilevante alla quale si riferisce lo sbilanciamento è l'ora e questo presuppone che entro certi limiti è possibile effettuare delle correzioni andando a cambiare riferimento, variando così il comportamento del singolo utente ad esempio all'interno dell'ora agendo sui due-tre dei quarti d'ora successivi, mentre il primo utilizzato come monitoraggio iniziale.

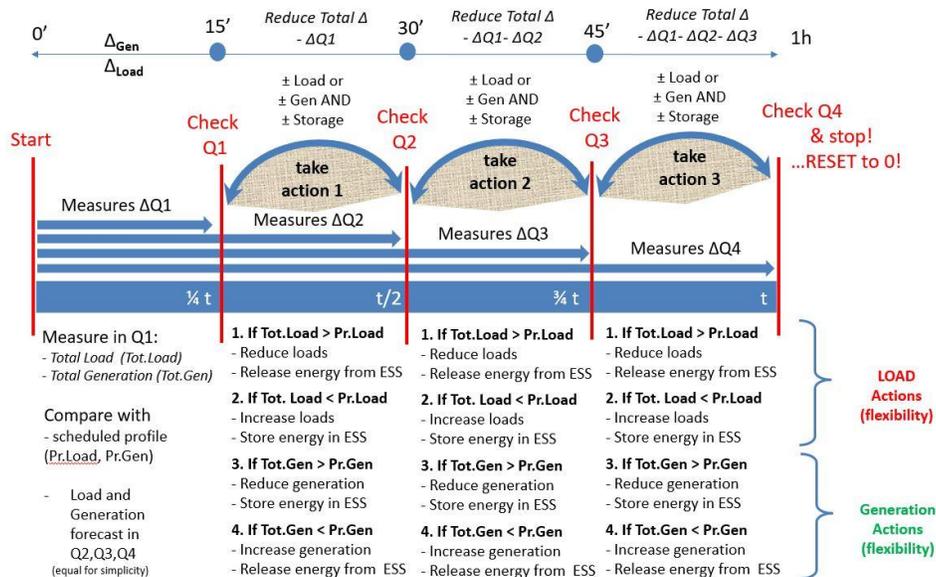


FIGURA 21 - REAL TIME STRATEGY IN OFIS-TR

Il meccanismo, come mostrato in FIGURA 21, prevede di verificare la situazione al primo intervallo di tempo applicando delle correzioni tramite gli utenti dotati di sistemi supercapacitori nei successivi intervalli di 15min agendo in maniera tale da ridurre il delta di sbilanciamento nel periodo T (periodo di riferimento pari ad 1h per le unità non rilevanti). Nel caso di ampi errori allora si dovrebbe procedere ad una riprogrammazione.

Come visto nella gestione della rete di distribuzione secondo l'approccio TLM, le condizioni che possono verificarsi per le risorse distribuite connesse alla rete sono rappresentative di tre fasi come mostrato in FIGURA 15.

1) Fase verde: Non ci sono particolari problemi di rete e/o congestioni e pertanto si entra in una situazione che può essere definita 'market mode' dove si è praticamente liberi di immettere(prelevare) energia senza vincoli di tipo fisico.

In questa fase l'obiettivo principale è sempre la minimizzazione degli sbilanciamenti da effettuare in concomitanza alla massimizzazione dell'autoconsumo. In questo caso la F.O. dell'algorithm OFIS-TR considera esclusivamente la minimizzazione degli sbilanciamenti.

Le differenze tra quanto programmato e quanto effettivamente prodotto(consumato) genera dei costi. Tale differenza può essere dovuta ovviamente ad errori di previsione nella generazione(carico), da guasti di componenti che portano i generatori o i carichi a non comportarsi come previsto inizialmente oppure da comportamenti dell'utente che non rispecchiano quanto previsto in fase di programmazione.

Tali costi anche se calcolabili come meccanismo sono difficilmente predicibili perché dovuti a situazioni che coinvolgono i prezzi di mercato e di gestione della rete per valorizzare i corrispettivi di sbilanciamento, quindi non determinabili a priori [24].

Se esistono degli sbilanciamenti, questi si traducono nei fatti in penalità in termini di costi. L'UdD associato all'aggregatore subisce degli errori, appunto sbilanciamenti, di cui si deve far carico e pertanto si deve far in modo da minimizzare il costo associato.

Seppur stimabile, a priori non è immediato calcolare il costo dello sbilanciamento in quanto il metodo è sufficientemente complicato pertanto la cosa più immediata da fare è ridurlo il più possibile.

L'obiettivo principale dell'aggregatore tramite il suo BRP è di minimizzazione i due sbilanciamenti utilizzando i sistemi di regolazione presenti (generazione programmabile, carichi modulabili, sistemi di accumulo).

Il primo passo da fare è 'misurare', lo sbilanciamento all'interno dell'ora. Se questo supera una definita soglia di tolleranza, ancora una volta bisogna ripartire l'errore in base allo stato attuale dei sistemi di accumulo e delle loro caratteristiche la quota di sbilanciamento che deve essere erogata (assorbita) dai sistemi di accumulo. Ancora una volta quindi, si trasforma l'erogazione (assorbimento) dell'accumulo in un segnale che sommato al profilo di scambio determina un nuovo profilo da inseguire da parte delle nanogrids. Se lo slot temporale di gestione T è un'ora, lo step di regolazione sarà una frazione dell'ora $dT=T/K$, con K numero intero da stabilire in funzione degli intervalli di controllo entro il quale si vuole o si deve fare la verifica. Ad esempio, se lo sbilanciamento è calcolato in maniera oraria (60min) allora è plausibile effettuare dei controlli a step di un quarto di ora, fissando un valore di $k=4$, si ottiene un $dT = 15$ minuti

8.2.1 ALGORITMO BASE DI REGOLAZIONE IN TEMPO REALE

L'obiettivo del seguente algoritmo è quello di minimizzare ad ogni intervallo di tempo dT il valore dello sbilanciamento dell'energia programmata.

- E , Energia programmata.
- $E_m(k)$, energia misurata in maniera cumulata fino al tempo $k * dTi$.
- $E_f(k)$, energia prevista dal tempo $k * dTi$ fino a T .
- E_p , Energia programmata per quell'ora (che può essere uguale o meno all'energia prevista).

Lo sbilanciamento previsto al tempo $k * dTi$ è pari a

- $Sbil(k) = E_p - E_m(k) - \sum E_f(k)$

$Sbil(k)$ può essere positivo, negativo o zero.

Se lo sbilanciamento è diverso da zero ed è superiore alla banda di tolleranza prevista dalla norma, viene eseguito l'algoritmo di ripartizione: è possibile by-passare OFIS in tempo reale ed assegnare ai soli utenti dotati di Supercapacitori collegati alle nanogrid (poiché rappresentano la tecnologia più rapida a caricarsi e scaricarsi, senza perdita di vita utile) il compito di ridurre lo sbilanciamento.

Se si avessero più tipologie la ripartizione tra di esse andrà fatta in maniera statica utilizzando coefficienti di ripartizione che tengano conto dei costi di utilizzo della tipologia di accumulo o dei sistemi di generazione programmabile (valutazione economica).

Parametri

- $C_i(k)$ è la quantità di carica iniziale dello storage Supercapacitore i al tempo k misurato
- $Sbil(k)$ è lo sbilanciamento stimato al tempo k

Variabili

- $C_i(j)$ è la carica del sistema di accumulo i dal tempo $j = k+1$ a T

Funzione Obiettivo

$$\min (Sbil(k) - \sum_i \sum_j C_i(j))$$

Soggetto a vincolo

$$C_{i \min} \leq C_i(j) \leq C_{i \max}$$

Sono da tenere in conto, inoltre, i vincoli tecnologici dei supercapacitori.

2) Fase gialla: corrisponde alla fase nella quale ci sono delle criticità da risolvere. La presenza di criticità non bloccanti o comunque di modesta entità nella rete di distribuzione rappresenta per gli utenti attivi una opportunità da sfruttare tramite le risorse a disposizione.

Conoscendo la quantità di potenza o energia richiesta in una specifica area in un determinato istante di tempo per fornire un servizio alla rete, le *nanogrid* connesse alla rete in quell'area, possono fornire il servizio solo dopo opportuna verifica del gestore della rete di distribuzione (check o prequalifica). Geolocalizzare un utente tramite il sistema di monitoraggio in questa fase è può essere molto utile aiutando a capire istantaneamente chi tra gli utenti nel portafoglio dell'Aggregatore può contribuire attivamente alla risoluzione dei problemi di rete in un'area e può quindi fornire effettivamente il servizio.

In questa fase si attivano le offerte che erano state fatte nei mercati dei servizi. Quindi, le schedulazioni tra le diverse tipologie di accumulo del modello con servizi di dispacciamento vengono attivate, ovvero

la soluzione che si era individuata nel formulare l’offerta diventa la soluzione corrente (ossia il profilo da inseguire).

Questi profili da inseguire attraverso il DRPG vengono suddivisi tra i diversi sistemi di accumulo della stessa tipologia partendo dallo stato corrente dello stato di carica dei sistemi di accumulo.

In tale fase, in base alla tipologia di servizio richiesto vi è una adeguata risposta dinamica della nanogrid (vedi *allegato A: Proposta di servizi su rete di distribuzione*).

La situazione descritta identifica una richiesta di servizi ancillari da parte del DSO per la rete di distribuzione, o sempre dal DSO ma a beneficio del TSO. La prenotazione di questi servizi era già stata effettuata in fase di offerta sul mercato MSD, essendo state accettate e quindi in virtù del lavoro fatto il giorno prima per il giorno dopo, si ha l’obiettivo di ripartire tra le diverse tecnologie.

In questa condizione si hanno nuovi profili che devono essere inseguiti e perciò ci sarà un ‘RUN’ dell’algoritmo riferito al modello DRPG che andrà a suddividere le capacità regolanti sulle diverse tipologie di SdA.

In questa fase c’è molto dal punto di vista operativo e poco a livello modellistico in quanto fattivamente si utilizza lo stesso approccio di tipo rolling che si utilizzava prima ma, in questo caso per uno scopo preciso. In ogni situazione si tratta sempre di costruire il nuovo profilo da inseguire.

Nello stato giallo quindi si deve inseguire un profilo che viene definito però dal BSP (cambia il riferimento) che stabilisce come ripartire tra le diverse tecnologie di accumulo a disposizione.

3) Fase rossa: evidenzia una situazione con delle criticità di rete nella quale ci si deve fermare e l’utente non può interagire attivamente con il sistema locale.

La nanogrid in questa situazione prende ordini di attivazione direttamente dal gestore, il comando delle risorse avviene su input del DSO-TSO.

La nanogrid, pertanto, si deve predisporre a ricevere i comandi-segnali da parte degli operatori di rete che identifica quindi una modalità operativa ben precisa. In questo caso il controllo della risorsa avviene direttamente dal DSO.

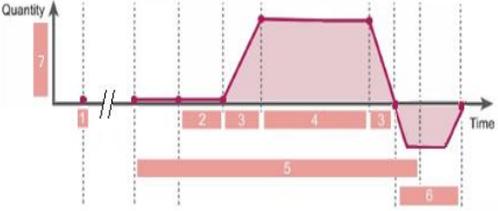
TABELLA 2 – RIEPILOGO FASI TLM IN OFIS-TR

AGGREGATORE	<p>Fase VERDE:</p>  <p>situazione <i>LIBERA</i> → non ci sono particolari vincoli. Si può immettere o prelevare senza problemi con l’obiettivo di minimizzare gli sbilanciamenti e massimizzare l’autoconsumo.</p>
	<p>Fase GIALLA:</p>  <p>situazione di <i>ATTENZIONE</i> → la fornitura del servizio richiede una validazione, check, prequalifica da parte del gestore della rete di distribuzione e/o trasmissione. Obiettivo garantire il servizio.</p>

TSO-DSO	<p>Fase ROSSA:</p>  <p>situazione <i>CRITICA</i> → il controllo delle risorse viene direttamente dei gestori di rete (servizio di sicurezza). Obiettivo evitare gravi problemi di rete.</p>
---------	---

9. ALLEGATO A: PROPOSTA DI SERVIZI SU RETE DI DISTRIBUZIONE

Nome prodotto		CONGESTION MANAGEMENT		VOLTAGE CONTROL		
		Congestion Management Capacity	Congestion Management Real Time (attivazione del relativo servizio contrattato in Capacity)	Voltage Control - Capacity Reactive Power	Voltage Control - Real Time (attivazione del relativo servizio contrattato in Capacity)	Voltage Control Active Power
Caratteristiche generali	Tipologia	Capacity - Based	Energy - Based	Capacity - Based	Energy based	Energy - based
	Entità fisica	Wh	Wh	Var h	Var h	Wh
	Modalità di fornitura	Programmata (SRP)	Condizionale (CRP)	Programmata (SRP)	Condizionale (CRP)	Condizionale (CRP)
	Stato funzionamento sistema	Normale/Allerta	Normale/Allerta	Normale/Allerta	Normale/Allerta	Emergenza
	Periodo di validità contratto	(Pluri)Annuale	(Pluri)Annuale	(Pluri)Annuale	(Pluri)Annuale	(Pluri)Annuale
	Remunerazione	E' acquistato ad un 'prezzo di capacity' in fase di programmazione	E' acquistato al prezzo offerto (pay as bid) per tutti il tempo di esecuzione	E' acquistato ad un 'prezzo di capacity' in fase di programmazione	E' acquistato al prezzo offerto (pay as bid) per tutti il tempo di esecuzione	E' acquistato al prezzo offerto (pay as bid) per tutti il tempo di esecuzione
	Perimetro di esecuzione	Cabine secondarie (nodi MT)	Cabine secondarie (nodi MT)	Cabine secondarie (nodi MT)	Cabine secondarie (nodi MT)	Cabine secondarie (nodi MT)
	Direzionalità	Bidirezionale	Unidirezionale	Bidirezionale	Unidirezionale	Unidirezionale
	Margine di fornitura	Non previsto	Non previsto	Non previsto	Non previsto	Non previsto
	Modalità di attivazione	Attraverso l'aggregatore	Attraverso l'aggregatore	Attraverso l'aggregatore	Attraverso l'aggregatore	Direttamente dal DSO
	Modalità di approvvigionamento	Asta nel caso di più aggregatori al nodo. E' previsto un prezzo massimo (cap)		Asta nel caso di più aggregatori al nodo. E' previsto un prezzo massimo (cap)		Direttamente dal DSO
	Aggregabilità	SI	SI	SI	SI	SI

Nome prodotto	Curva Potenza-Tempo	Id	Descrizione	CONGESTION MANAGEMENT		VOLTAGE CONTROL		
				Congestion Management Capacity	Congestion Management Real Time (attivazione del relativo servizio contrattato in Capacity)	Voltage Control - Capacity Reactive Power	Voltage Control - Real Time (attivazione del relativo servizio contrattato in Capacity)	Voltage Control Active Power
Caratteristiche della curva Potenza-Tempo		1	Termine delle contrattazioni	Abbondantemente prima della (probabile) fornitura	(Near) Real - Time, contestuale alle sessioni del MB	Abbondantemente prima della (probabile) fornitura	(Near) Real - Time, contestuale alle sessioni del MB	(Near) Real - Time, contestuale alle sessioni del MB
		2	Periodo di preparazione	ore	pochi minuti: intervallo 2 + intervallo 3 <15 min	N.A.	pochi minuti: intervallo 2 + intervallo 3 <15 min	pochi minuti: intervallo 2 + intervallo 3 <15 min
		3	Attivazione/Disattivazione	N.A.	pochi minuti: intervallo 2 + intervallo 3 <15 min	N.A.	pochi minuti: intervallo 2 + intervallo 3 <15 min	pochi minuti: intervallo 2 + intervallo 3 <15 min
		4	Periodo di erogazione	Dipende dal contratto	Dipende dal contratto	Dipende dal contratto	Dipende dal contratto	Dipende dall'esigenza di sicurezza
		5	Intervallo di servizio	Dipende dal contratto	Dipende dal contratto	Dipende dal contratto	Dipende dal contratto	Dipende dall'esigenza di sicurezza
		6	Payback	N.A.	Non previsto	N.A.	Non previsto	N.A.
		7	Volume del prodotto	Dipende dal contratto	Dipende dal contratto	Dipende dal contratto	Dipende dal contratto	Dipende dall'esigenza di sicurezza

10. APPENDICE: DEFINIZIONE MODELLO DI GESTIONE BASE - STAGIONALE - MSD

Di seguito si fornisce una rappresentazione dell'evoluzione dei modelli analitici che hanno portato alla formulazione complessiva dell'algoritmo OFIS-DA nella sua versione definitiva.

1) MODELLO DI GESTIONE BASE:

DATI

N , numero di sistemi di accumulo

P_i , profilo aggregato di produzione $i=1,2 \dots 24$

Q_i , profilo aggregato di consumo $i=1,2 \dots 24$

$D_i = (P_i - Q_i)$ $i=1,2 \dots 24$, differenza tra profilo aggregato di produzione e profilo aggregato di carico

SOC_0^j , stato di carica iniziale del sistema di accumulo j con $j=1,2 \dots N$

$SOCm^j$, stato di carica minimo del sistema di accumulo j con $j=1,2 \dots N$

$SOCM^j$, stato di carica massimo del sistema di accumulo j con $j=1,2 \dots N$

PUN_i , prezzo di acquisto energia sul mercato all'ora i

PZ_i , prezzo di vendita energia sul mercato all'ora i

VARIABILI

SOC_i^j , stato di carica all'ora i del sistema di accumulo j con $j=1,2 \dots N$ e $i=1,2 \dots 24$

a_i^j , coefficiente di ripartizione generazione/carico all'ora i del sistema di accumulo j con $j=1,2 \dots N$ e $i=1,2 \dots 24$

VINCOLI

$\sum_{j=1}^N a_i^j \leq 1$ con $i=1,2 \dots 24$ (frazione di energia che viene conservata/prelevata dal sistema di accumulo)

$C_i = (1 - \sum_{j=1}^N a_i^j) D_i$ con $i=1,2 \dots 24$ (quantità di energia residua da vendere acquistare sul mercato)

$SOC_i^j = SOC_{i-1}^j + a_i^j D_i$ con $i=1,2 \dots 24$ $j=1,2 \dots N$ (stato di carica del sistema di accumulo j all'ora i)

$SOCm^j \leq SOC_i^j \leq SOCM^j$ (stato di carica del sistema di accumulo j che deve essere contenuto in una soglia minima e massima)

$P^j \leq PMax^j$ (potenza aggregata in immissione o prelievo inferiore al valore di potenza massimo)

FUNZIONE OBIETTIVO

$max \sum_{i=1}^{24} K_i \cdot C_i$ con

$K_i = PUN_i$ se $C_i < 0$

$K_i = PZ_i$ se $C_i > 0$

2) MODELLO DI GESTIONE CON ACCUMULO STAGIONALE:

DATI

N , numero di sistemi di accumulo giornalieri

M , numero di sistemi di accumulo stagionali

P_i , profilo aggregato di produzione $i=1,2 \dots 24$

Q_i , profilo aggregato di consumo $i=1,2 \dots 24$

$D_i = (P_i - Q_i)$ $i=1,2 \dots 24$, differenza tra profilo aggregato di produzione e profilo aggregato di carico

SOC_0^j , stato di carica iniziale del sistema di accumulo j con $j=1,2 \dots N+M$

$SOCm^j$, stato di carica minimo del sistema di accumulo j con $j=1,2 \dots N+M$

$SOCM^j$, stato di carica massimo del sistema di accumulo j con $j=1,2 \dots N+M$

PUN_i , prezzo di acquisto energia sul mercato all'ora i

PZ_i , prezzo di vendita energia sul mercato all'ora i

Y_m , valore minimo della frazione di energia in eccesso da conservare

Y_M , valore massimo della frazione di energia in eccesso da conservare

Z_m , valore minimo della frazione di energia in difetto da coprire (diverso da uno se Y_m è pari ad uno)

Z_M , valore massimo della frazione di energia in difetto da coprire (diverso da uno se Y_M è pari ad uno)

PAP , prezzo di acquisto medio previsto nella programmazione di lungo periodo

PVP , prezzo di vendita medio previsto nella programmazione di lungo periodo

VARIABILI

SOC_i^j , stato di carica all'ora i del sistema di accumulo j con $j=1,2 \dots N+M$ e $i=1,2 \dots 24$

a_i^j , coefficiente di ripartizione generazione/carico all'ora i del sistema di accumulo j con $j=1,2 \dots N+M$ e $i=1,2 \dots 24$

Y , frazione di energia in eccesso da conservare negli accumuli stagionali

(Z frazione di energia in difetto da soddisfare da accumulo stagionale)

VINCOLI

$E_i = Y * D_i$ se $D_i > 0$ $i=1,2 \dots 24$ quota di energia oraria in eccesso da conservare nel lungo periodo

($E_i = Z * D_i$ se $D_i < 0$ $i=1,2 \dots 24$) quota di energia oraria in difetto da coprire nel lungo periodo

$S_i = (1-Y) * D_i$ se $D_i > 0$ $i=1,2 \dots 24$ quota di energia oraria in eccesso da conservare nel breve periodo

$S_i = (1-Z) * D_i$ se $D_i < 0$ $i=1,2 \dots 24$ quota di energia oraria in difetto da coprire nel breve periodo

$SOC_i^j = SOC_{i-1}^j + a_i^j D_i$ con $i=1,2 \dots 24$ $j=1,2 \dots N$ (stato di carica del sistema di accumulo j all'ora i)

$SOCm^j \leq SOC_i^j \leq SOCM^j$ (stato di carica del sistema di accumulo j che deve essere contenuto in una soglia minima e massima)

$P^j \leq P_{Max}^j$ (potenza aggregata in immissione o prelievo inferiore al valore di potenza massimo)

$\sum_{j=1}^N a_i^j \leq 1$ con $i=1,2 \dots 24$ (frazione di energia che viene conservata/prelevata dal sistema di accumulo)

$SOC_i^j = SOC_{i-1}^j + a_i^j E_i$ con $i=1,2 \dots 24$ $j=N+1, \dots N+M$ (stato di carica del sistema di accumulo stagionale j all'ora i)

$\sum_{j=N+1}^{N+M} a_i^j = 1$ con $i=1,2 \dots 24$ (frazione di energia che viene conservata/prelevata dal sistema di accumulo stagionale)

$C_i = (1 - \sum_{j=1}^N a_i^j) * D_i - E_i$ con $i=1,2 \dots 24$ (quantità di energia residua da vendere acquistare sul mercato)

FUNZIONE OBIETTIVO

$max \sum_{i=1}^{24} (K_i \cdot C_i + L_i \cdot S_i \cdot E_i)$ con

$K_i = PUN_i$ se $C_i < 0$, $K_i = PZ_i$ se $C_i > 0$

$L_i = PAP$ se $E_i > 0$, $L_i = PVP$ se $E_i < 0$

3) MODELLO DI GESTIONE CON ACCUMULO E PARTECIPAZIONE A MSD:

DATI

N , numero di sistemi di accumulo giornalieri

M , numero di sistemi di accumulo stagionali

P_i , profilo aggregato di produzione $i=1,2 \dots 24$

Q_i , profilo aggregato di consumo $i=1,2 \dots 24$

$D_i = (P_i - Q_i)$ $i=1,2 \dots 24$, differenza tra profilo aggregato di produzione e profilo aggregato di carico

SOC_0^j , stato di carica iniziale del sistema di accumulo j con $j=1,2 \dots N+M$

SOC_{min}^j , stato di carica minimo del sistema di accumulo j con $j=1,2 \dots N+M$

SOC_{max}^j , stato di carica massimo del sistema di accumulo j con $j=1,2 \dots N+M$

PUN_i , prezzo di acquisto energia sul mercato all'ora i

PZ_i , prezzo di vendita energia sul mercato all'ora i

Y_m , valore minimo della frazione di energia in eccesso da conservare

Y_M , valore massimo della frazione di energia in eccesso da conservare

Z_m , valore minimo della frazione di energia in difetto da coprire (diverso da uno se Y_m è pari ad uno)

Z_M , valore massimo della frazione di energia in difetto da coprire (diverso da uno se Y_M è pari ad uno)

PAP , prezzo di acquisto medio previsto nella programmazione di lungo periodo

PVP , prezzo di vendita medio previsto nella programmazione di lungo periodo

CREG_m , capacità regolante minima da offrire in MSD
 CREG_M , capacità regolante massima da offrire in MSD
 POFF_m , prezzo minimo di offerta in MSD
 POFF_M , prezzo massimo di offerta in MSD

VARIABILI

SOC^j , stato di carica all'ora i del sistema di accumulo j con j=1,2 ...N+M e i=1,2 ...24
 a^j , coefficiente di ripartizione generazione/carico all'ora i del sistema di accumulo j con j=1,2 ...N+M e i=1,2 ...24
 b^j coefficiente di ripartizione capacità regolante all'ora i del sistema di accumulo j con j=1,2 ...N+M e i=1,2 ...24
 Y , frazione di energia in eccesso da conservare negli accumuli stagionali
 (Z , frazione di energia in difetto da soddisfare da accumulo stagionale)
 CREG_i , offerta di capacità regolante all'ora i con i=1,2 ...24
 POFF_i , prezzo offerto per la capacità regolante all'ora i con i=1,2 ...24

VINCOLI

$E_i = Y * D_i$ se $D_i > 0$ $i=1,2..24$ quota di energia oraria in eccesso da conservare nellungo periodo
 ($E_i = Z * D_i$ se $D_i < 0$ $i=1,2..24$) quota di energia oraria in difetto da conservare nellungo periodo
 $S_i = (1-Y) * D_i$ se $D_i > 0$ $i=1,2..24$ quota di energia oraria in eccesso da conservare nel breve periodo
 $S_i = (1-Z) * D_i$ se $D_i < 0$ $i=1,2..24$ quota di energia oraria in difetto da coprire nel breve periodo
 $SOC_i^j = SOC_{i-1}^j + a_i^j D_i + b_i^j CREG_i$ con $i=1,2 \dots 24$ $j=1,2 \dots N$ (stato di carica del sistema di accumulo j all'ora i)
 $SOC_m^j \leq SOC_i^j \leq SOC_M^j$ (stato di carica del sistema di accumulo j che deve essere contenuto in una soglia minima e massima)
 $P^j \leq PMax^j$ (potenza aggregata in immissione o prelievo inferiore al valore di potenza massimo)
 $\sum_{j=1}^N a_i^j \leq 1$ con $i=1,2 \dots 24$ (frazione di energia che viene conservata/prelevata dal sistema di accumulo)
 $SOC_i^j = SOC_{i-1}^j + a_i^j E_i + b_i^j CREG_i$ con $i=1,2 \dots 24$ $j=N+1, \dots N+M$ (stato di carica del sistema di accumulo stagionale j all'ora i)
 $\sum_{j=N+1}^{N+M} a_i^j = 1$ con $i=1,2 \dots 24$ (frazione di energia che viene conservata/prelevata dal sistema di accumulo stagionale)
 $\sum_{j=1}^{N+M} b_i^j = 1$ con $i=1,2 \dots 24$ (frazione di energia che viene conservata/prelevata dal sistema di accumulo stagionale)
 $CREG_m \leq CREG_i \leq CREG_M$ (il valore di capacità regolante all'ora i deve essere compreso nella soglia minima e massima da offrire)
 $POFF_m \leq POFF_i \leq POFF_M$ (il prezzo dell'offerta di capacità regolante all'ora i deve essere compreso nella soglia minima e massima di prezzo previsto)

$C_i = (1 - \sum_{j=1}^N a_i^j) D_i - E_i$ con $i=1,2 \dots 24$ (quantità di energia residua da vendere acquistare sul mercato)

FUNZIONE OBIETTIVO

$\max \sum_{i=1}^{24} (K_i \cdot C_i + L_i \cdot S_i \cdot E_i + POFF_i \cdot CREG_i)$ con

$K_i = PUN_i$ se $C_i < 0$, $K_i = PZ_i$ se $C_i > 0$

$L_i = PAP$ se $E_i > 0$, $L_i = PVP$ se $E_i < 0$

11. REFERENCES

- [1] European Commission, “DIRETTIVA (UE) 2019/ 944 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO - del 5 giugno 2019 - relativa a norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/ 27/ UE.”
- [2] L. Brandeis, D. Sprake, Y. Vagapov, and H. Tun, “Analysis of electrical energy storage technologies for future electric grids,” *Proc. 2016 IEEE North West Russ. Sect. Young Res. Electr. Electron. Eng. Conf. EIConRusNW 2016*, pp. 513–518, 2016, doi: 10.1109/EIConRusNW.2016.7448235.
- [3] B. Nordman and K. Christensen, “DC Local Power Distribution with microgrids and nanogrids,” *2015 IEEE 1st Int. Conf. Direct Curr. Microgrids, ICDCM 2015*, pp. 199–204, 2015, doi: 10.1109/ICDCM.2015.7152038.
- [4] D. Menniti, N. Sorrentino, A. Pinnarelli, A. Burgio, and M. Motta, “A compact nanogrid for home applications with a behaviour-tree-based central controller,” *Appl. Energy*, vol. 225, no. April, pp. 14–26, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.04.082.
- [5] D. Menniti *et al.*, “Management model of Nanogrid based Community Energy Storage,” in *12th AEIT International Annual Conference, AEIT 2020*, Sep. 2020, doi: 10.23919/AEIT50178.2020.9241164.
- [6] P. W. Bierling, R. Fonteijn, and P. H. Nguyen, “Review of multi-BRP, aggregator settlement models at large-scale connections in the European electricity system,” *Proc. - 2018 53rd Int. Univ. Power Eng. Conf. UPEC 2018*, pp. 1–6, 2018, doi: 10.1109/UPEC.2018.8542089.
- [7] BestRES, “Existing business models for renewable energy aggregators,” *BestRES Proj. Rep. D2.1*, no. June 2016, 2016, [Online]. Available: http://bestres.eu/wp-content/uploads/2016/08/BestRES_Existing-business-models-for-RE-aggregators.pdf.
- [8] J. Villar, R. Bessa, and M. Matos, “Flexibility products and markets: Literature review,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 154, pp. 329–340, 2018, doi: 10.1016/j.epsr.2017.09.005.
- [9] C. Long, J. Wu, Y. Zhou, and N. Jenkins, “Peer-to-peer energy sharing through a two-stage aggregated battery control in a community Microgrid,” *Appl. Energy*, vol. 226, no. March, pp. 261–276, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.05.097.
- [10] J. Zupancic *et al.*, “Market-based business model for flexible energy aggregators in distribution

networks,” *Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM*, 2017, doi: 10.1109/EEM.2017.7981997.

- [11] AEEGSI (ARERA), “DCO 354/2013/R/eel : Pubblico dibattito per la riforma delle modalità di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento, con particolare riferimento agli impianti di generazione distribuita e agli impianti alimentati dalle fonti rinnov,” 2013. [Online]. Available: <https://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/13/354-13.jsp>.
- [12] V. Olivieri and M. Delfanti, “Allegato A DCO 354/2013/R/eel - Politecnico di Milano - Dipartimento di Energia,” p. 19379, 2016, [Online]. Available: <http://www.energia.polimi.it/dipartimento/index.php>.
- [13] Smartnet, “TSO-DSO COORDINATION FOR ACQUIRING ANCILLARY SERVICES FROM DISTRIBUTION GRIDS THE SMARTNET PROJECT FINAL RESULTS TSO-DSO Coordination for Acquiring Ancillary Services from Distribution Grids | 3,” no. 691405, 2019, [Online]. Available: <http://smartnet-project.eu/wp-content/uploads/2019/05/SmartNet-Booklet.pdf>.
- [14] G. Migliavacca and RSE, “Il ruolo dei distributori elettrici nella rete del futuro,” *Quotid. Energ.*, pp. 1–5, 2019, [Online]. Available: <https://www.quotidianoenergia.it/module/news/page/entry/id/438667>.
- [15] ARERA, “322/2019/R/EEL, TESTO INTEGRATO DEL DISPACCIAMENTO ELETTRICO,” 2019. [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/docs/19/322-19.htm>.
- [16] European Commission, “REGOLAMENTO (UE) 2019/943 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 5 giugno 2019 sul mercato interno dell’energia elettrica (rifusione),” vol. 2019, no. 5, pp. 54–124, 2019, [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R2195&from=IT>.
- [17] European Commission, “Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources,” 2018. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32018L2001>.
- [18] ARERA, “Del.318/2020/R/EEL (REGOLAZIONE DELLE PARTITE ECONOMICHE RELATIVE ALL’ENERGIA ELETTRICA CONDIVISA),” 2020. Accessed: Jan. 08, 2021. [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/docs/20/318-20.htm>.
- [19] “COMMISSION REGULATION (EU) 2015/ 1222 - of 24 July 2015 - establishing a guideline on capacity allocation and congestion management.” Accessed: Nov. 25, 2020. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32015R1222&from=IT>.
- [20] “COMMISSION REGULATION (EU) 2017/ 2195 - of 23 November 2017 - establishing a guideline on electricity balancing.”
- [21] A. Arturo Losi, M. Lombardi, S. Di Carlo, A. Acknowledgments Paola Petroni, and R. Belhomme, “ACTIVE DEMAND: THE FUTURE OF ELECTRICITY The ADDRESS First International Workshop th,” 2010.
- [22] AEEGSI (ARERA), “Del. 300/2017/R/EEL - Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (msd) alla domanda elettrica ed alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo. istituzione di progetti pilota in vista,” vol. 2004, pp.

1–24, 2017, [Online]. Available: <https://www.arera.it/allegati/docs/17/300-17ti.pdf>.

- [23] TERNA, “Allegato A72 codice di rete - Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale (RIGEDI),” 2014. Accessed: Jan. 14, 2020. [Online]. Available: <https://download.terna.it/terna/0000/0105/88.PDF>.
- [24] N. Sorrentino, L. Mendicino, D. Menniti, M. Mercuri, A. Pinnarelli, and P. Vizza, “Corrispettivi di sbilanciamento : confronto tra ‘ Single Price ’ e ‘ Dual Price ’ per impianti fotovoltaici non rilevanti elettrico,” *L’Energia Elettr.*, pp. 25–32, 2018.