



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

PROGETTO DI RICERCA

Analisi dei benefici sui sistemi di produzione, trasmissione e distribuzione dei programmi DR integrati nei sistemi ibridi

Rapporto Tecnico di Ricerca Industriale D1.7



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	D1.7.1
Tipologia	Rapporto Tecnico
Data di Rilascio	25/06/2020
Obiettivo Realizzativo	OR1
Attività Realizzativa	A1.7
Soggetti Beneficiari Proponenti	UNICAL, E-DISTRIBUZIONE, ENEA, EVOLVERE, FBK
Elaborato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	Vittorio Palermo – UNICAL (DIMEG) Claudio Alberti – E-DISTRIBUZIONE Maria Valenti, Gabriella Rossi – ENEA Alessandro Burgio – EVOLVERE Nicola Destro, Edoardo Gino Macchi – FBK
Verificato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	Nicola Sorrentino – UNICAL
Approvato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	Membri del PEB

Indice

1.EXECUTIVE SUMMARY.....	6
2.PREMESSA.....	6
3.AMBITO DELLA RICERCA.....	6
4.STATO DELL'ARTE IN EUROPA E NEL MONDO.....	11
4.1. I sistemi ibridi in ambito residenziale e terziario secondo la prospettiva dei benefici per l'utente finale.....	11
4.2. I sistemi ibridi nelle reti elettriche di distribuzione secondo la prospettiva dei benefici per la generazione distribuita da fonti rinnovabili.....	18
4.3. Analisi della DR nei sistemi ibridi come strumento di supporto alla flessibilità della rete.....	23
4.4. Analisi dell'impatto sul sistema di distribuzione dovuto all'uso di nanogrid per la realizzazione dello storage distribuito integranti programmi di DR.....	26
4.4.1. Caratteristiche prestazionali del sistema di distribuzione.....	26
4.4.2. L'impatto dello storage distribuito integrato in nanogrid e dei programmi di DR.....	28
4.5. Analisi dei benefici sui sistemi di produzione, trasmissione e distribuzione dei programmi di demand response integrati nei sistemi ibridi.....	29
4.6. Attuali servizi alla rete del TSO e possibili evoluzioni.....	33
4.7. Quadro generale delle comunità energetiche attualmente operative.....	38
5.I RISULTATI DELLA RICERCA.....	40
5.1. I benefici per l'utente finale conseguibili grazie all'impiego dell'accumulo distribuito in ambito residenziale e commerciale.....	40
5.2. I benefici per la generazione distribuita da fonti rinnovabili conseguibili grazie all'impiego dell'accumulo distribuito nelle reti elettriche di distribuzione.....	41
5.3. I benefici per il sistema di Trasmissione con l'utilizzo di sistemi ibridi e DR.....	42
5.4. I benefici sul sistema di distribuzione dell'utilizzo di sistemi di accumulo integrati in nanogrid e dall'adozione di programmi di DR.....	44
5.4.1. I programmi di DR.....	44
5.4.2. I sistemi di accumulo integrati in Nanogrid.....	48
5.5. Sintesi risultati.....	51
5.6. Principali indicatori di qualità e prestazione di un sistema ibrido.....	52
6.CONCLUSIONI.....	53
7.BIBLIOGRAFIA.....	54

Indice delle figure

Figura 1 - Curve del fabbisogno giornaliero, della produzione fotovoltaica ed eolica e del “fabbisogno residuo” del sistema elettrico nazionale italiano il 21 maggio 2017	8
Figura 2 - la “Duck Curve” in California in una tipica giornata estiva.	8
Figura 3 - Rappresentazione schema generale di nGfHA (report interno Laboratorio LASEER)	30
Figura 4 - Interconnessione di nGfHA e rete elettrica ed eventuali generatori ausiliari	31
Figura 5 - Contributo dei sistemi ibridi alle reti di trasmissione e distribuzione	32
Figura 6 - Servizi alla rete che potrebbero offrire le fonti FRNP in aggregazione	36
Figura 7 - Servizi di flessibilità per il TSO ed evoluzioni tramite l’aggregatore	38

Indice delle tabelle

Tabella 1 - Nostra elaborazione da Evo [52]	14
Tabella 2 - Benefici dei sistemi ibridi per l’utente finale	17
Tabella 3 - Benefici dei sistemi ibridi per la generazione	23
Tabella 4 - Vantaggi e svantaggi della demand response	25
Tabella 5 - applicazioni delle tecnologie di storage nella gestione attiva delle reti [23].	49
Tabella 6 - sintesi dei principali vantaggi e svantaggi legati all’adozione di programmi di DR e all’utilizzo di accumulo distribuito integrato in nanogrid sul sistema di distribuzione,	51

Abbreviazioni ed acronimi

Abbreviazione/Acronimo	Testo Esteso
FER	Fonti Energetiche Rinnovabili
DR	Demand Response
DSO	Distributor System Operator
TSO	Transmission System Operator
DNO	Distributor Network Operator
CDCM	Modello Common Distribution Charging Methodology
DUoS	Modello Locational Distribution Use of System
EHV	Extra High voltage
HV	High voltage
LV	Low voltage
TOU	Time of Use
RTP	Real Time Pricing
CPP	Critical Peak Pricing
FIT	Feed-In-Tariff
NEM	Australian National Electricity Market
SMES	Superconducting Magnetic Energy Storage
UVAC	Unità Virtuale Aggregata di Consumo
UVAM	Unità Virtuale Aggregata Mista
DUoS	Distribution Use of System
V2G	Vehicle-to-Grid

1. EXECUTIVE SUMMARY

2. PREMESSA

Il presente rapporto tecnico costituisce il deliverable dell'attività A1.7 del progetto COMESTO "Sistemi ibridi e DR e loro influenza sulla capacità, adeguatezza, sicurezza e resilienza dei sistemi di produzione, trasmissione e distribuzione", della quale presenta i risultati.

Nello specifico, questo documento contiene una analisi dei benefici sui sistemi di produzione, trasmissione e distribuzione conseguibili attraverso sistemi di accumulo distribuito gestiti da sistemi ibridi quali elementi integranti programmi di DR, in termini di capacità, adeguatezza, sicurezza e resilienza. Tale analisi, considerato il ruolo dei sistemi di accumulo e della DR nel contesto delle comunità energetiche, prevede anche uno studio del quadro generale delle comunità energetiche attualmente operative.

A supporto di detta analisi, sono stati individuati opportuni indicatori, con l'obiettivo di favorire l'analisi delle prestazioni del sistema al fine di sostenere e rispondere in modo efficace alla richiesta dell'utente, permettendo maggiore stabilità e flessibilità alla rete con un efficiente utilizzo delle infrastrutture e delle risorse energetiche.

3. AMBITO DELLA RICERCA

Introduzione

Al fine di garantire la sicurezza e l'affidabilità del sistema elettrico è necessario che il funzionamento delle risorse energetiche distribuite non venga gestito esclusivamente in funzione dell'ottimizzazione energetico-economica del singolo utente ma vada anche ad inserirsi nel funzionamento delle reti in maniera opportunamente armonizzata.

Tale necessità è valida specialmente considerando lo scenario del sistema elettrico che si delinea nel prossimo futuro, caratterizzato da una forte presenza impianti di produzione FER che impone una variazione nell'approccio di gestione delle reti elettriche dal tradizionale *fit and forget*, valido per una rete prevalentemente passiva, al *fit and control*.

In tal senso questo studio si propone di indagare i benefici apportabili al sistema elettrico di produzione, trasmissione e distribuzione dallo sfruttamento di sistemi ibridi come supporto all'implementazione di programmi di DR, valido strumento per la gestione attiva ed intelligente delle reti future (*Smart grid*). In particolare, verranno presi in analisi gli aspetti relativi agli impatti sulla capacità, adeguatezza e sicurezza dei suddetti sistemi, con brevi accenni anche alla resilienza.

Scenario di riferimento

Negli ultimi anni la diffusione degli impianti che sfruttano le fonti energetiche rinnovabili e la loro penetrazione nelle reti elettriche è cresciuta in misura significativa e continua a crescere sebbene più lentamente che in passato, sia in Italia che in molti altri Paesi nel mondo.

Nel decennio precedente al 2015 l'incentivazione di sistemi di generazione da fonte rinnovabile aveva portato nel 2014 alla concessione di sussidi alle energie rinnovabili su scala globale per un valore complessivo pari a 135 miliardi, di cui Germania, Stati Uniti e Italia detenevano il 50% (l'85% se si considerano i primi dieci Paesi), confermando quindi il successo delle misure di sostegno all'adozione di queste tecnologie [59]. Le politiche di supporto alla diffusione di impianti fotovoltaici, eolici e simili concedono agevolazioni economiche, finanziarie e fiscali al fine di determinare un forte abbattimento dei costi della tecnologia in una fase iniziale in cui questa non può essere considerata ancora sufficientemente matura, con l'auspicio che l'industria del rinnovabile possa poi successivamente sopravvivere senza incentivi. Infatti, una politica di incentivazione nasce per creare e supportare un mercato solo nella sua fase iniziale di vita per cui non è comprensibilmente ragionevole pensare che una politica di incentivazione duri per sempre in quanto poi il mercato deve autosostenersi e la politica di supporto cessare [1-5].

Prendendo ad esempio il settore del Fotovoltaico in Italia, risale al 2005 l'attuazione della prima politica di incentivazione di impianti fotovoltaici per mezzo di un decreto Ministeriale che rendeva disponibile un primo budget di incentivazione, il cosiddetto "Primo Conto Energia"; dal 2005 al 2007 il meccanismo di erogazione degli incentivi è cambiato quattro volte, fino al 2012 quando un decreto ministeriale ha reso disponibile il quinto ed ultimo budget di incentivazione per impianti fotovoltaici, il cosiddetto "Quinto Conto Energia" [5].

A distanza di oltre cinque anni, nel mese di dicembre 2018, il sistema italiano di *Gestione Anagrafica Unica degli Impianti e Unità di Produzione*, il cosiddetto *Gaudì*, ha registrato 818 000 impianti fotovoltaici con un valore corrispondente alla somma delle potenze di picco pari a circa 20 GW.

Un dato molto interessante da evidenziare è quello relativo al fatto che la maggior parte di questi impianti (83.7%) ha potenza di picco inferiore a 12kW, con un valore corrispondente alla somma delle potenze di picco di questo sottoinsieme approssimativamente pari a 3GW.

Lo stesso sistema Gaudì alla stessa data registrava 5645 impianti eolici, circa 7000 aerogeneratori, una potenza installata all'incirca pari a 10GW, comprovando il raggiungimento di risultati innegabilmente lodevoli.

Sebbene l'era degli incentivi sia terminata, la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili su piccola scala, anche in ambito domestico - diffusamente nota con il termine di generazione distribuita, dispersa o decentralizzata - suscita ancora oggi un fortissimo interesse.

L'attenzione è rivolta principalmente ad alcune innovazioni tecnologiche da inquadrare all'interno di un contesto economico, finanziario e normativo di mercati energetici caratterizzato da forte dinamismo e continui cambiamenti [6-12].

La natura fluttuante e intermittente della generazione di energia elettrica delle fonti energetiche rinnovabili, unitamente alla loro intrinseca non programmabilità, influenza significativamente il funzionamento sistema elettrico nel suo complesso [11, 13-17].

A fianco agli effetti dovute a grandi fluttuazioni, imprevedibili o del tutto imprevedibili, che possono innescare oscillazioni della frequenza del sistema elettrico o la violazione del margine di capacità di trasporto delle linee elettriche, vi sono altri effetti importanti che si accentuano sempre di più con l'aumento della penetrazione delle FER, uno tra questi consiste nella depressione nelle ore centrali della giornata della curva del "fabbisogno residuo". Conseguenza di quest'ultimo fenomeno è, nelle ore serali, una ripida salita del fabbisogno residuo, poiché alla tipica crescita dei consumi (soprattutto

per l’illuminazione) si somma la simultanea diminuzione della generazione fotovoltaica. Si origina quindi una curva, ormai nota come “duck curve”. La ripidità della rampa di salita diventa particolarmente accentuata nei giorni festivi quando, di norma, la domanda di energia elettrica è più bassa e il fabbisogno residuo nelle prime ore del pomeriggio può essere significativamente più basso dei valori notturni (**Errore. L'origine riferimento non è stata trovata. e Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**). In alcuni casi il fenomeno può diventare poi anche particolarmente pericoloso, come ad esempio nelle domeniche soleggiate dei mesi estivi, tanto che si parla spesso di **sindrome del “Summer Sunny Sunday” (SSSS)**.

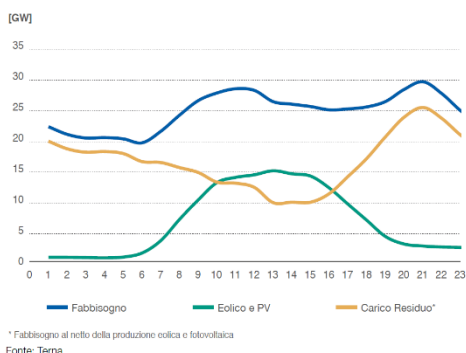
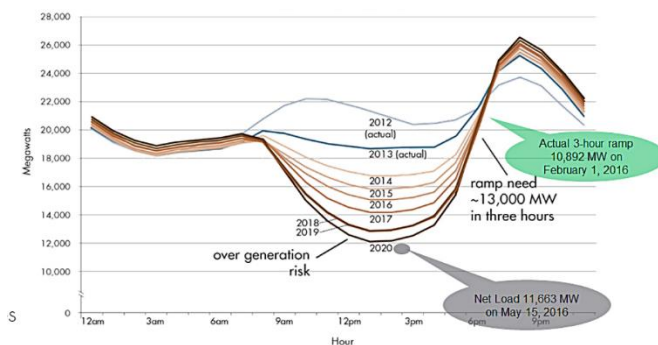


Figura 1 - Curve del fabbisogno giornaliero, della produzione fotovoltaica ed eolica e del “fabbisogno residuo” del sistema elettrico nazionale italiano il 21 maggio 2017



Fonte: CAISO (California Independent System Operator)

Figura 2 - la “Duck Curve” in California in una tipica giornata estiva.

In tali circostanze le centrali convenzionali devono rimanere in riserva rotante o del tutto spente ma pronte a entrare in servizio con la capacità di disporre di un “gradiente di presa di carico” atto a garantire l’alimentazione dell’illuminazione notturna (quando il sole tramonta e il fotovoltaico smette di produrre) e sopperire ad eventuali imprevisti fuori servizio di eventuali sistemi di generazione.

La progressiva crescita della generazione da FER ed in particolare della generazione fotovoltaica, comporta, quindi, il passaggio della generazione convenzionale (prevalentemente fossile) dal ruolo di generazione di base ad un ruolo simile al servizio di punta ma per coprire escursioni più ampie e particolarmente rapide.

Inoltre, le stesse centrali convenzionali sono anche chiamate a prestazioni “fuori norma” nel senso che non sono state, inizialmente, pensate per questi ruoli, ovvero a funzionamenti “in transitorio” per compensare le fluttuazioni delle FER (come se fossero un sistema di backup). Una tale modalità di funzionamento ne riduce notevolmente il rendimento e la vita utile. Tali circostanze erodono parte dei vantaggi che la crescente penetrazione delle FER comporta.

Ma vi è di più. Proprio per la natura intrinseca delle FER, è stato necessario introdurre il capacity market (mercato delle capacità) che in sostanza consiste in una serie di misure introdotte con l’obiettivo di garantire la sicurezza del sistema e l’approvvigionamento di energia elettrica, con risorse sempre disponibili per coprire le punte di carico in ogni area della rete ed evitare così dei blackout. In

sostanza si tratta prevalentemente di impianti alimentati da fonti fossili sia esistenti che da realizzare ad hoc, il che rende vano parte dello sforzo attuato per la decarbonizzazione del sistema.

In questo scenario di riferimento, quindi, il DR e l'accumulo distribuito opportunamente gestiti in forma aggregata attraverso l'ausilio di tecnologie adatte allo scopo come, appunto, la nanogrid, consentono di contribuire a dare al sistema elettrico una maggiore flessibilità, una più alta adeguatezza, sicurezza e resilienza.

Infine è da considerare anche il potenziale ruolo dei sistemi di accumulo distribuiti gestiti, grazie all'uso di nanogrid (sistema ibrido), congiuntamente a impianti di generazione da fonti rinnovabili non programmabili [18, 19] [20] [21-23] nell'ambito mercato dei servizi di dispacciamento operanti come unità di produzione non rilevanti su base aggregata [24] per la fornitura del servizio di regolazione primaria della frequenza per il tramite di unità di produzione rilevanti integrate con sistemi di accumulo [25] [26].

Una tale soluzione consentirebbe l'utilizzo ottimale delle nanogrid in ambito domestico per la realizzazione di comunità energetiche integrate che possano trovare il loro equilibrio economico e finanziario non solo in riferimento all'autoconsumo ma anche con riferimento a servizi di rete e implementazione di DR. In tal modo si raggiunge anche l'obiettivo di coinvolgimento dell'utente il quale, oltre ai benefici collettivi, coglierebbe anche propri obiettivi economici contribuendo ad un utilizzo migliore delle potenzialità delle fonti rinnovabili anche in risposta ad un prezzo che varia durante la giornata, così da ridurre mitigare i problemi di overgeneration ("duck curve") che si presentano nelle ore di picco o di maggior prezzo di mercato oppure quando la sicurezza del sistema elettrico è minacciata: questa è la DR [27-33].

Alla luce di quanto finora detto e tenuto conto del quadro complessivo delle politiche europee di decarbonizzazione del sistema produttivo energetico che hanno incentivato negli anni la realizzazione di un significativo numero di impianti di produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili (FER) di piccola-media taglia, è facilmente comprensibile quanto sia importante valutare anche il ruolo degli impianti convenzionali. Questo perché i sistemi elettrici europei sono diventati sistemi complessi, chiamati a gestire sia centrali termoelettriche attestata a livello di trasmissione sia risorse distribuite di tipo rinnovabile, attestata ai diversi livelli di tensione della rete di distribuzione. In questo scenario, garantire un funzionamento efficace e sicuro della rete richiede il ricorso a nuovi meccanismi di gestione e controllo delle risorse di rete che configurano, in taluni casi, anche delle nuove modalità di utilizzo delle risorse stesse.

Ovviamente, l'analisi dei sistemi ibridi e della Demand Response e l'analisi della loro influenza sulla capacità, adeguatezza, sicurezza e resilienza dei sistemi di produzione, trasmissione e distribuzione richiede la definizione degli indicatori di valutazione delle prestazioni di una rete. Questo vale anche per i sistemi denominati Nano-Micro Grid, eventualmente interconnessi a reti tradizionali centralizzate di DSO-TSO infrastrutturali. In tal senso, si ritiene opportuno evidenziare che i sistemi cosiddetti Energy Sharing come le Nano-Micro Grid e Smart Grid sono ancora in fase di sviluppo-ottimizzazione ed in particolare quelle di tipo cooperativo, dovranno perseguire, a vantaggio dei partecipanti della Energy Community, i macro obiettivi di seguito elencati:

- aumentare la quota di “Autoconsumo” dei partecipanti all’Energy Community stimolandoli in tal senso mediante l’implementazione di modelli gestionali idonei e flessibili che influiscano sui comportamenti e sulle convenienze economiche degli stessi,
- ottenere nei bilanci energetici ed economici aggregati della Community una sostanziale riduzione sia del fabbisogno di energia prelevato dalle infrastrutture tradizionali (DSO-TSO), che del prezzo-costo medio dell’energia, nonché i costi complessivi infrastrutturali della Grid. Il raggiungimento di tali obiettivi porteranno le Energy Community ad essere più vantaggiose dal punto di vista energetico-economico rispetto alle attuali infrastrutture, sostanzialmente di tipo centralizzato.

4. STATO DELL'ARTE IN EUROPA E NEL MONDO

4.1. I sistemi ibridi in ambito residenziale e terziario secondo la prospettiva dei benefici per l'utente finale

Al fine di incentivare l'adozione di sistemi di accumulo in ambito residenziale e commerciale, sono stati attivati meccanismi e schemi di sostegno sia a livello globale che in molti Paesi Europei. Lo schema *Feed-In-Tariff* (FIT) è stato il più diffuso schema di attuazione di politiche di incentivazione dei sistemi di generazione a fonte rinnovabile poiché efficace, pratico e assai semplice da spiegare e comprendere; nella versione mercato-indipendente, lo schema FIT offre un acquisto garantito ad un prezzo fisso o minimo per l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e immessa in rete [39]. Questa garanzia è monetariamente alta quanto basta per ridurre significativamente il rischio di investimento; pertanto gli utenti, garantiti dal Governo, acquistano le tecnologie anche nel caso di totale assenza di conoscenza e le installano in tempi rapidi; al contempo, il mercato cresce rapidamente, i prezzi diminuiscono altrettanto velocemente e nuovi utenti sono pertanto invogliati a prendere parte a questo processo in un meccanismo virtuoso.

D'altro canto, la remunerazione dell'energia prodotta ed immessa in rete a prezzi fissi e garantiti falsa la percezione del mercato: la maggiore generazione abbatta i prezzi di mercato per l'energia elettrica – alta offerta, basso prezzo - ma i produttori incentivati continuano a ricevere denaro ai prezzi garantiti - ben maggiori di quelli di mercato – anche in quelle ore del giorno caratterizzate da un eccesso di generazione.

Oggi, dopo una soddisfacente diffusione di generatori distribuiti a fonte rinnovabile, l'interesse si amplia così da includere i sistemi di accumulo quando abbinati ai generatori distribuiti principalmente per aumentare l'autoconsumo e controllare l'energia elettrica immessa in rete durante le ore diurne o peak load.

L'uso di sistemi ibridi evoluti, quali le nanogrid, poi consente non solo di aumentare l'autoconsumo ma di massimizzare e ottimizzare l'uso dell'energia prodotta da FER (in particolare da fotovoltaico).

La Germania è uno dei maggiori portatori di questo interesse; questo Stato ha investito molto nello sfruttamento delle fonti rinnovabili sin dal 2013. In quell'anno, la banca statale KfW stanziava 163 milioni di euro al fine di garantire un tasso di interesse agevolato per l'acquisto e la posa in opera di sistemi di accumulo integrati con generatori fotovoltaici di potenza fino a 30kW; questi sistemi potevano immettere in rete non oltre il 60% della capacità di accumulo. Il ministero delle infrastrutture tedesco copriva il 30% del costo delle batterie. Questa attività di supporto governativo ebbe tanto successo che nel marzo del 2016 furono stanziati ulteriori 30 milioni di euro.

Una prima analisi costi-benefici dell'accoppiamento integrato FER più accumulo, in guisa tale a formare un primo, seppur rudimentale, sistema ibrido (non del tutto paragonabile ad una nanogrid) per il caso delle applicazioni commerciali [40] mostrava una riduzione dei costi della bolletta pari al 30% ed un forte tasso di autoconsumo; questo interessante risultato è anche dovuto al fatto che gli edifici commerciali hanno solitamente ampio spazio sulle coperture disponibile per l'installazione di pannelli fotovoltaici e che il loro profilo di consumo è strettamente in linea con la generazione solare fotovoltaica.

Per il caso delle applicazioni domestiche [41], una ulteriore analisi mostrava un verosimile risparmio in bolletta pari a circa 8%, supponendo il totale autoconsumo della energia prodotta dal generatore fotovoltaico. Questo anche perché il sistema di accumulo incrementava l'autoconsumo fino a un valore pari all' 82% rispetto ad un convenzionale generatore fotovoltaico privo di batterie di supporto. Il tempo di rientro dell'investimento era 15-20 anni, in funzione del costo di manutenzione.

Secondo altri studi [42, 43], i sistemi ibridi con con batterie al piombo fino alla taglia di 5kWh risultavano già convenienti prima del 2013-2016, anche senza sussidi; il trend di mercato dei prezzi dei sistemi di accumulo domestico era tale per cui sarebbe bastato un incremento del 4% del costo netto dell'energia elettrica affinché anche i sistemi di accumulo con batterie al litio risultassero convenienti senza sussidio.

Tra i numerosi studi circa i sistemi ibridi fotovoltaico-batterie vi è poi un contributo [44] che rivela che il fattore che maggiormente influisce sulla determinazione del prezzo di pareggio per un siffatto investimento è il tasso di interesse nell'acquisto del dispositivo stesso ed un ulteriore contributo [45] che afferma che l'integrazione tra sistemi di accumulo distribuito e generazione distribuita è la soluzione più economica per l'utilizzatore finale, nel lungo periodo.

È anche doveroso ricordare che alcune importanti valutazioni costi-benefici lasciavano spazio a discussioni [46] per via del fatto che dette analisi non erano sempre eseguite adottando profili di carico reali, bensì profili surrogati: profili standard per famiglie tedesche usate dalle utilities per raggruppare le utenze, profili medi di famiglie tedesche usati per combinare i consumi termici ed elettrici, profili di carico sintetici e creati da appositi software. In generale, ciò determinava una sovrastima dell'autoconsumo e, conseguentemente, una riduzione dei tempi di rientro dell'investimento.

L'Italia non ha mai adottato una vera politica di incentivazione dei sistemi di accumulo in ambito residenziale così come, invece, ha fatto per gli impianti fotovoltaici. È comunque opportuno richiamare due studi sul tema. Il primo studio da titolo *Sistemi di Accumulo nel Settore Elettrico*, realizzato da Ricerca Sistema Energetico (RSE) e pubblicato nel 2015, mostra i risultati di una analisi costi/benefici che coinvolge circa 400 clienti domestici distribuiti sul territorio italiano e conclude che il sistema di accumulo determina un ulteriore risparmio annuo di circa 150 euro nel caso di impianto fotovoltaico esistente e incentivato e di circa 170 euro nel caso di impianto fotovoltaico nuovo non incentivato. Il secondo studio [47] si riferisce ad una analisi costi/benefici di un sistema ibrido fotovoltaico-batterie che coinvolge una Pubblica Amministrazione italiana; in realtà lo studio propone un nuovo schema di incentivazione che remunera l'autoconsumo affinché i ricavi e i costi siano in pareggio.

L'Inghilterra è il primo Stato ad attuare il passaggio da monopolio a libero mercato; nel 1998 il Libro Bianco del governo Thatcher illustrava il processo di passaggio, nel 1990 il Parlamento approvava l'Electricity Act. Anche per l'Inghilterra sono state condotte analisi costi/benefici per sistemi di accumulo distribuito in abbinamento a generatori distribuiti; la maggior parte di questi studi restituiscono risultati fortemente parametrici. Una di queste analisi si distingue [48] poiché conclude che la combinazione ibrida generazione-accumulo non è mai una operazione conveniente nonostante lo schema feed-in tariff. In realtà tale analisi presenta il limite di considerare batterie al piombo e non le moderne batterie al litio; tuttavia, dal momento che essa considera anche il caso di batterie ideali,

senza perdite e con una ottimistica aspettativa di vita, i suoi risultati sono da molti ritenuti validi ed attuali.

L'Australia è uno dei principali mercati al mondo dei sistemi di accumulo e lo storage residenziale è uno tra gli argomenti più critici discussi dal Gestore Nazionale dei Servizi Energetici Australiano. Alcuni studi [49] condotti su un campione di 145 utenti residenziali con un sistema ibrido fotovoltaico-batterie hanno restituito un risparmio annuale medio compreso tra 100 e 350 dollari.

Anche la Cina si dimostra interessata ai benefici derivanti dall'applicazione di sistemi ibridi, ottenuti nella semplice forma di abbinare un sistema di accumulo ad un impianto fotovoltaico in ambito residenziale. In riferimento a ciò, un recente ed interessante studio circa le politiche governative cinesi è presentato in [50] e valuta la convenienza ed i benefici economici dei sistemi fotovoltaici e dei sistemi di accumulo distribuiti quando installati presso famiglie e piccole aziende nel territorio e nell'ambito regolatorio cinese. Le conclusioni del contributo così come le raccomandazioni degli autori rivolte al Governo in materia di agevolazione a sostegno della diffusione degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili sono in linea con quelle di altri contributi per i Paesi Europei, Americani, etc. L'unico elemento di distinzione è il seguente; gli autori del contributo affermano che per una famiglia cinese la convenienza ed i benefici economici dei sistemi di accumulo domestici sono prevalentemente influenzati – o totalmente dipendenti - dalla entità dell'incentivo concesso dal Governo Cinese mentre per una azienda cinese la convenienza ed i benefici economici sono influenzati anche dalla capacità del sistema di accumulo.

I costi ed i benefici dei sistemi di generazione e di accumulo distribuito in ambito residenziale sono studiati anche per casi in cui è assente una esplicita politica incentivante; esistono, ad esempio, studi che discutono il caso dei maggiori benefici per gli utenti finali qualora questi operino in forma aggregata invece che di singolo "player"; una prima forma di aggregazione di utenti è l'edificio o il quartiere.

L'idea di un quartiere composto da più edifici dove il consumo di energia elettrica e termica è totalmente compensato dalla generazione all'interno degli stessi edifici prende la forma di un distretto energetico ad impatto energetico nullo o zero-net energy in [51]. Ovviamente è sempre opportuno tenere in debita considerazione la distinzione tra zero-net energy e zero-net power. Un sistema zero-net power ovviamente è anche zero-net energy, mentre non è vero il contrario. L'utilizzo delle nanogrid come sistema ibrido avanzato si pone come obiettivo quello di implementare sistemi zero-net power, per tendere alla implementazione di Comunità Energetiche del tipo "nonsumer" basate su scambi di potenza nulli "con il mondo esterno". Il modello del distretto illustrato, tende al zero-net power con tutti i benefici che ciò può implicare sulla rete in termini di profili di tensione e all'ungamento della vita per la riduzione dei picchi di assorbimento simultaneo. Il contributo presentato è un valido strumento per l'ottimizzazione simultanea del posizionamento dei generatori di energia negli edifici ospitanti, del tipo di tecnologie di generazione e di accumulo, delle rispettive dimensioni e del layout della rete elettrica di distribuzione dell'energia, unitamente ad una strategia ottimale di esercizio. Il modello restituisce il migliore sistema energetico distrettuale poiché minimizza il costo totale annuo di approvvigionamento di energia e le emissioni di CO₂ equivalenti, garantendo al tempo stesso il funzionamento affidabile del sistema energetico. Nel distretto, l'utilizzo dei sistemi di accumulo distribuiti genera anche maggiori entrate poiché una certa quantità di energia è venduta anche grazie ad una risposta adeguata alla domanda di energia elettrica e termica. Il modello

proposto nel contributo è stato implementato in quattro scenari. In un primo scenario, il distretto è di tipo convenzionale poiché esso è collegato alla rete elettrica e un congruo set di caldaie sono presenti all'interno degli edifici; questo scenario ha il costo più alto, 12000€, e le emissioni di CO₂ maggiori, 52300kg. In un secondo scenario, il distretto scambia calore ed elettricità con la rete di distribuzione locale ma è privo di sistemi di accumulo. Quando operato per raggiungere il target zero-net-energy, il distretto offre una riduzione del 56% delle emissioni rispetto al distretto convenzionale. In un terzo scenario, il distretto scambia calore ed elettricità e possiede sistemi di accumulo; il distretto offre anche una riduzione del 60% del rilascio delle emissioni di CO₂. A parità di emissioni, il distretto con sistemi di accumulo offre un più alto reddito (ovvero una minore spesa) rispetto al distretto senza accumulo. In un quarto scenario, tutti gli edifici del distretto sono indipendenti dal punto di vista della domanda di energia termica, esistono solo collegamenti elettrici tra gli edifici. Il costo complessivo del distretto è inferiore per il 28% rispetto ad un distretto convenzionale, le emissioni di CO₂ si riducono del 63%, i costi di progettazione ed esercizio del 13%.

Tabella 1 - Nostra elaborazione da Evo [52]

Distretti Energetici per Scenario	
SCENARIO 1: Distretto di tipo convenzionale collegato alla rete elettrica; Presenza di un massiccio numero di caldaie negli edifici.	<ul style="list-style-type: none"> ●Costo: 12.000 € ●Emissioni: CO2 52.300 kg.
SCENARIO 2: Distretto che scambia calore ed elettricità con la rete di distribuzione locale; Non ci sono sistemi di accumulo.	<ul style="list-style-type: none"> ●Riduzione delle emissioni di CO2 del 56% rispetto al primo scenario.
SCENARIO 3: Nel distretto c'è scambio di calore ed elettricità; Sono presenti Sistemi di Accumulo.	<ul style="list-style-type: none"> ●Riduzione delle emissioni di CO2 del 60%; ●Offre maggiore reddito (in termini di minore spesa) a parità di emissioni rispetto allo Scenario 2.
SCENARIO 4: Tutti gli edifici del distretto sono indipendenti rispetto alla domanda di energia termica; esistono collegamenti elettrici tra gli edifici.	<ul style="list-style-type: none"> ●Costo del distretto minore del 28% rispetto allo scenario 1; ●Le emissioni di CO2 si riducono del 62%; ●I costi di progettazione ed esercizio si riducono del 13%.

Il caso della gestione di un ulteriore distretto energetico è discusso in [52]. Il contributo propone una soluzione per la gestione del sistema energetico del distretto che tiene conto della disponibilità di un sistema di accumulo idrico; a tal fine, il programma di demand response proposto nel contributo è modificato di conseguenza. Nelle simulazioni numeriche, il distretto energetico è composto da 150

utenti residenziali, 100 prosumers residenziali, 25 utenti industriali e 25 produttori. L'energia prodotta dai sistemi di generazione da fonte rinnovabile non programmabile, il consumo di energia elettrica, i prezzi di acquisto e vendita di energia elettrica riferiscono o riportano dati reali.

I potenziali e grandi benefici dei sistemi ibridi generazione-accumulo sono mostrati in [53] con riferimento all'Australian National Electricity Market (NEM); tra tutti i benefici, gli autori del contributo pongono maggiore enfasi sulla maggiore affidabilità degli utenti finali (customers reliability) senza la necessità di ricorrere ad importanti investimenti sulle reti elettriche. Di particolare interesse è una struttura, presentata dagli autori all'interno del loro contributo, sviluppata per valutare la misura in cui l'attuale ambiente istituzionale del mercato elettrico nazionale Australiano consente - o limita - l'impiego dei sistemi distribuiti di accumulo. Il contributo sottolinea inoltre la necessità generale di maggiore attenzione ai dettagli del quadro istituzionale, a prescindere dalla regione geografica specifica, e di una maggiore ricerca empirica sul grado in cui le persone comuni comprendono e percepiscono le complessità del settore elettrico.

Il caso di 53 clienti residenziali australiani è studiato in [54] al fine di testare l'efficacia e quantificare i benefici dei sistemi in considerazione di un algoritmo per la pianificazione del funzionamento - cioè carica e scarica - di sistemi di accumulo distribuito quando questi sono abbinati a generatori fotovoltaici, tipicamente installati sul tetto della residenza. I risultati mostrati nel contributo confermano che la pianificazione dei processi di carica/scarica riduce il picco di domanda del cliente, riduce le fluttuazioni del flusso di potenza, riduce la dipendenza del cliente dalla rete elettrica di distribuzione poiché è conseguita una autosufficienza energetica. In particolare, i risultati basati su dati biennali mostrano una riduzione del picco della domanda - media mensile - tra il 46% e il 64%, una riduzione della fluttuazione della domanda tra il 25% e il 49%, un aumento medio dell'autoconsumo tra il 24% e il 39%. In virtù di ciò, gli autori del contributo sottolineano la necessità di tariffe apposite cioè tariffe che valorizzino, ad esempio, la riduzione del picco della potenza immessa nella rete elettrica quando detta potenza è generata da fonte solare. Tariffe di questo tipo possono ridurre il massimo mensile di energia solare fotovoltaica fornita alla rete di distribuzione del 19% in media.

Un algoritmo per la pianificazione dei sistemi di accumulo associabili integrati in sistemi ibridi al fine di erogare simultaneamente sia servizi locali che servizi di sistema è presentato in [55]. Per gli autori del contributo, esempi di servizi locali sono il supporto dell'integrazione ed alla diffusione di generatori fotovoltaici, il supporto al peak shaving, il supporto al differimento dell'aggiornamento e del potenziamento dell'infrastruttura. Quando i sistemi di accumulo distribuiti erogano servizi locali come quelli sopra elencati allora gli autori affermano che tali sistemi sono inattivi o utilizzati solo parzialmente per la maggior parte del tempo (*very low utilization rate*); il ridotto utilizzo penalizza il ritorno economico dell'investimento. Quando la capacità di accumulo è inutilizzata allora il sistema di accumulo può essere impiegato per fornire servizi al sistema elettrico come il controllo della frequenza; questo può determinare entrate aggiuntive, a vantaggio del ritorno economico dell'investimento. Tuttavia, singole unità di accumulo di energia potrebbero non essere adeguate a fornire servizi di sistema - esempio la regolazione primaria - per un assegnato periodo temporale - esempio secondi - in quanto dette unità devono anche fornire servizi locali. In riferimento a ciò, gli autori del contributo mostrano una tecnica di aggregazione per la creazione di sistemi distribuiti di accumulo, capaci di fornire contemporaneamente servizi locali e servizi di sistema in aggregato.

Utilizzando un modello di controllo predittivo, uno schedatore centrale assegna dinamicamente quantità di energia e di potenza a ciascun sistema di accumulo per servizi locali e di sistema - il multitasking - con l'obiettivo di massimizzare il profitto della aggregazione. Gli autori mostrano che il multi tasking può quasi raddoppiare gli utili di un sistema di accumulo distribuito rispetto al caso single tasking. Gli autori mostrano anche che i vantaggi di una aggregazione di sistemi di accumulo crescono con l'errore di previsione. In questi casi, gli autori scoprono che i profitti generati da un set di batterie – per servizi sia locali che di sistema - sono quasi uguali alla somma dei profitti derivanti da due batterie identiche, in cui una fornisce solo il servizio locale e l'altra solo il servizio di sistema. Gli autori hanno anche riscontrato che l'importanza dell'aggregazione diminuisce con il decrescere della durata del servizio di sistema reso.

Uno schema di controllo ma di tipo centralizzato per la pianificazione dei processi di carica/scarica ed il coordinamento del funzionamento dei sistemi di accumulo per il load shifting in ambito residenziale nello Stato di New York è presentato in [56].

I profitti monetari per una famiglia media americana sono discussi in [57]. Il contributo considera i tipici profili di consumo ed una tariffa specifica proposta dalla società ConEdison; quindi, il contributo calcola gli importanti profitti monetari che possono essere conseguiti quando la famiglia intelligente installa un sistema ibrido in ambito residenziale ed attua un programma di demand response per il peak shaving. ConEdison è una società americana che gestisce uno dei più grandi sistemi di fornitura di energia al mondo. Fondata nel 1823 come compagnia per luce e gas per la città di New York, oggi ConEdison fornisce gas, vapore ed energia elettrica a oltre 10 milioni di persone che vivono a New York e nella contea di Westchester. Il contributo considera una specifica tariffa del tipo time-of-use (TOU), offerta da ConEdison. È opportuno ricordare che una tariffa time-of-use è una tariffa variabile in base all'ora del giorno, del tutto analoga alle tariffe vigenti in Italia per le fasce F1, F2 e F3. Gli autori del contributo promuovono la loro strategia di dispacciamento e di demand response, affermando che a) la capacità del sistema di accumulo è inferiore e b) i vantaggi economici sono maggiori rispetto ad analoghe strategie di demand response che utilizzano gli stessi sistemi di accumulo ma per il load shifting invece che per il peak shaving. Il profitto annuo, senza limiti stagionali sulla domanda, va dal 10% al 31% della bolletta elettrica quando calcolata applicando la stessa tariffa ma in assenza di demand response. In presenza di limiti stagionali della domanda, il profitto annuale è nel range da 6% a 39%. Utilizzando una data capacità di storage in modo più efficiente, la variazione dei limiti sulla domanda in tutte le stagioni rende l'utilizzo della demand response ed i sistemi di accumulo distribuiti un connubio altamente redditizio, anche quando sono considerate tecnologie di accumulo classificate come fortemente costose come le batterie NiCd e le batterie agli ioni di litio. Solo le flywheels e i sistemi di accumulo noti come superconducting magnetic energy storage (SMES) rimangono ancora non redditizi sebbene siano applicati limiti stagionali della domanda. Inoltre, gli autori sottolineano che le condizioni meteorologiche hanno un impatto significativo sia sul picco della domanda sia sul consumo di energia dell'elettricità pertanto strategie di dispacciamento più raffinate che integrano le previsioni meteo possono portare a profitti ancora maggiori.

L'accumulo distribuito virtuale e il clustering socio-economico come strumenti per meglio selezionare ed individuare i "clienti" per l'applicazione di programmi di demand response sono il tema di [58]. Il clustering consente una migliore previsione della disponibilità dei clienti durante un evento pertanto l'aggregatore può meglio stimare ed offrire una capacità regolante. L'accumulo distribuito virtuale è

come la demand response è intesa nel contributo; accumulo distribuito virtuale poiché fornisce servizi simili all'accumulo distribuito a batterie o tecnologie simili. Il clustering socio-economico è testato presso i residenti di Wichita, Kansas, Stati Uniti, sulla base di condizioni come disoccupazione, reddito medio, livello di povertà, etc. Quattro gruppi sono stati così selezionati ed i gruppi con bassi valori socio-economici si sono dimostrati più propensi alla DR rispetto ai gruppi con migliori condizioni socioeconomiche.

La valutazione economica dell'impiego di sistemi di accumulo per ridurre i costi di sbilanciamento che gravano sugli impianti di generazione da fonti rinnovabili non programmabili di un utente finale è il tema discusso in [59]. Il sistema di accumulo di energia è anzitutto adottato e dimensionato per aumentare il tasso di autoconsumo di un prosumer equipaggiato con un impianto fotovoltaico; quindi, il sistema di accumulo è utilizzato anche per ridurre gli squilibri. L'adozione del sistema di accumulo consente di ridurre i costi relativi agli squilibri, aumentando il reddito totale netto di circa 4.7% rispetto al caso in cui il sistema di accumulo è assente. Nel contributo è stata anche valutata l'influenza dell'accuratezza del metodo di previsione sui costi degli squilibri e dei redditi totali netti; questa analisi ha concluso che il reddito netto dovuto all'adozione di un metodo di previsione di errore zero non è una funzione lineare dell'accuratezza delle previsioni. I risultati numerici indicano anche che quando la capacità di stoccaggio supera una determinata soglia, il miglioramento dovuto alla maggiore capacità è trascurabile, indipendentemente dall'accuratezza della previsione.

Oltre ai sistemi di accumulo realizzati mediante batterie ed installati stabilmente presso l'abitazione di un utente finale (applicazioni stazionarie) in abbinamento a generatori distribuiti, anche le batterie installate a bordo di veicoli elettrici sono un valido esempio di accumulo distribuito che può contribuire a creare o rafforzare sistemi ibridi sia in ambito residenziale che di microgrid più in generale [60-62], anche in presenza di una gestione ottimizzata mediante demand response. A tal proposito, la tecnica vehicle-to-grid, V2G, [63] è da molti ritenuta tra le tecniche più promettenti per fronteggiare la variabilità della produzione di energia elettrica degli impianti a fonti rinnovabili non programmabili. Validi risultati per il reale e ottimo posizionamento delle stazioni di ricarica unitamente al posizionamento di impianti di produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e di sistemi di accumulo distribuito in reti elettriche di distribuzione sono già disponibili [64].

In tabella 2 si sintetizzano i benefici stimati ed attesi dei sistemi ibridi e demand response per l'utente finale.

Tabella 2 - Benefici dei sistemi ibridi per l'utente finale

Benefici per l'utente finale
Incremento della quota di autoconsumo fino ad un 80%
Riduzione dei costi in bolletta dal 10% sino ad un 30%
Riduzione del picco della domanda tra il 20% e il 50%
Crescita occupazionale all'interno della filiera dei sistemi di accumulo e del FV
Maggiore diffusione FER e quindi un livello di benessere economico ed ambientale migliore
Incremento della potenza disponibile: potenza superiore a quella fornita dal contatore, senza

modifiche contrattuali e oneri aggiuntivi

Incremento del valore economico dell'energia autoprodotta attraverso l'erogazione di servizi di rete remunerabili in presenza di un quadro normativo adeguato

4.2. I sistemi ibridi nelle reti elettriche di distribuzione secondo la prospettiva dei benefici per la generazione distribuita da fonti rinnovabili

Come ben noto, la produzione di energia elettrica se da fonti energetiche rinnovabili non programmabili può influenzare significativamente il funzionamento delle reti elettriche [11, 15-17, 41-42]. Questa influenza può manifestarsi come una minaccia alla sicurezza delle reti elettriche in termini, ad esempio, di oscillazioni della frequenza del sistema elettrico: tale frequenza dipende dal bilancio tra la potenza elettrica prodotta dai generatori collegati alla rete, la potenza elettrica prelevata dai carichi connessi alla rete, le perdite della stessa rete. Se non vi è equilibrio tra queste potenze allora si genera un errore e la frequenza del sistema elettrico cambia, allontanandosi dal valore nominale di riferimento.

I sistemi di accumulo possono rappresentare un valido strumento di ausilio alla missione di bilanciare la differenza "istantanea" tra la generazione e la domanda di energia elettrica, creando così sistemi ibridi, con poligenerazione ed accumulo, più affidabili e robusti. In tale contesto, la associazione ANIE nel *Libro Bianco sugli Accumuli* studia il caso della produzione di energia elettrica in generale e suppone che la banda di regolazione non fornita dagli impianti a fonti rinnovabili non programmabili sia fornita da sistemi di accumulo esclusivamente dedicati a tale scopo [www.anie.it]. Tenuto conto dell'attuale schema di remunerazione del servizio di regolazione primaria, il libro conclude che i ricavi realizzati dalla fornitura del servizio sono assai inferiori ai costi di investimento.

La valutazione tecnico-economica dell'impiego dei sistemi di accumulo per la regolazione primaria presentata in [43] giunge alla stessa identica conclusione: remunerazione fortemente insufficiente. D'altro canto entrambi questi studi considerano il caso di sistemi di accumulo dedicati esclusivamente al servizio di regolazione primaria; pertanto, tenuto conto che una parte della capacità di accumulo di questi sistemi può essere dedicata all'erogazione di altri servizi locali comunque remunerativi (es. autoconsumo, demand response, etc), tenuto conto del decrescere del costo delle batterie, tenuto conto che l'importanza del servizio di regolazione primaria cresce con diffondersi degli impianti a fonti rinnovabili, non può essere escluso che, a breve, le suddette analisi costi-benefici possano restituire risultati opposti a quelli attuali.

I sistemi di accumulo e la variabilità della produzione di energia elettrica di un impianto eolico è il tema discusso in [44]. Il contributo studia la soppressione delle fluttuazioni della potenza elettrica prodotta da un impianto eolico abbinando la conservazione alla produzione; la conservazione è operata mediante un sistema di accumulo – aggregato, distribuito e semi-distribuito – di cui si desidera minimizzare la capacità. Il modello di livellamento dell'energia elettrica prodotta tiene conto sia dei limiti di capacità del sistema di accumulo dell'energia della batteria sia dei requisiti di rampa per ottenere l'effettiva capacità di livellamento. Il contributo studia sia il caso di generatori eolici con simile produzione di energia, poiché le turbine si trovano geograficamente vicine, sia il caso opposto cioè quello di profili di produzione dissimili poiché le turbine si trovano distanti tra loro. Il contributo

dimostra che la capacità complessiva di accumulo, necessaria per ottenere un desiderato livello di livellamento, è inferiore per la configurazione semi-distribuita rispetto alle configurazioni aggregate e distribuite.

I sistemi di accumulo abbinati agli impianti eolici sono anche il tema discusso in [45]. Il contributo propone un metodo per la pianificazione di sistemi di accumulo distribuito, tenendo conto sia del punto di vista dell'operatore del sistema elettrico che degli investitori. Un problema di ottimizzazione restituisce sia la capacità che il posizionamento dei sistemi di accumulo distribuiti col fine di mitigare il taglio della produzione di energia elettrica da fonte eolica, ridurre le congestioni della rete elettrica di trasmissione, assicurare un profitto minimo normalizzato. Il documento presenta esclusivamente risultati numerici, eseguiti su una rete test con appena 24 nodi (IEEE-RTS 24-bus). Gli autori del contributo concludono anche che l'espansione dei sistemi distribuiti di accumulo non è una soluzione perfetta per la mitigazione della riduzione della produzione di energia elettrica da fonte eolica in presenza di un alto livello di penetrazione di tali tipi di impianti. Essi affermano che sono necessarie ulteriori azioni correttive come i sistemi centralizzati di accumulo ed il rafforzamento della rete di trasmissione; anzi, i sistemi centralizzati ed il rafforzamento possono essere alternative più efficaci ai sistemi distribuiti di accumulo.

La gestione di sistemi di accumulo in un mercato locale di energia elettrica al fine di evitare o minimizzare il taglio della potenza generata da impianti a fonti rinnovabili è il tema discusso in [46]. Il contributo mostra come l'accumulo distribuito aiuti risolvere i problemi di congestione che possono verificarsi nella rete di distribuzione a causa dell'elevata produzione di energia da fonti rinnovabili. I risultati numerici mostrano, mediante un'analisi di sensitività, che è possibile determinare una dimensione ottimale della capacità di stoccaggio o l'aumento della capacità di trasporto necessaria per ridurre le perdite del mercato locale a causa delle congestioni.

Programmi di demand response e sistemi di accumulo trovano insieme posto in uno schema integrato innovativo presentato in [47] al fine di aumentare la flessibilità di un sistema elettrico di potenza in riferimento alla produzione di energia in generale e da fonti non programmabili in particolare. Sia demand response che i sistemi di accumulo sono di ausilio alle tradizionali risorse di flessibilità per la rete elettrica come le unità termiche di generazione con riserva veloce a salire/scendere e la commutazione della trasmissione (transmission switching). Lo schema integrato opera in un quadro di ottimizzazione stocastica per coordinare le risorse di flessibilità al fine di fronteggiare l'incertezza della generazione da fonte eolica e la rottura- fuori servizio delle apparecchiature. L'ottimizzazione stocastica prende la forma di un problema di grandi dimensioni e computazionalmente complesso perfino per sistemi di media grandezza e pertanto è applicata una tecnica di decomposizione accelerata finalizzata alla riduzione del numero di iterazioni ed il tempo complessivo di CPU. I risultati numerici condotti sulla rete test IEEE 118 con 300 nodi dimostrano i benefici nell'aggiungere la demand response e i sistemi di accumulo come risorse aggiuntive di flessibilità. Tra i benefici attesi c'è la diminuzione dell'energia elettrica non generata dai generatori eolici rispetto al potenziale del vento così come la diminuzione dei costi giornalieri di funzionamento del sistema elettrico. I risultati indicano anche che il transmission switching potrebbe svolgere un ruolo importante nel facilitare i programmi di demand response anche in presenza di un minore fattore di partecipazione del carico che è un indicatore della flessibilità della domanda dell'utente; ad esempio, un elevato fattore di

partecipazione è ottenuto in presenza di carichi fortemente reattivi, pronti, e una demand side particolarmente flessibile.

La possibilità di integrare le unità di frazionamento dell'aria e i sistemi criogenici per la formazione di aria liquida al fine di accumulare energia elettrica quando prodotta in eccesso dagli impianti a fonti rinnovabili durante le ore off-peak è studiata in [48]. Il frazionamento dall'aria è un processo solitamente usato per rifornire il settore industriale di ossigeno e azoto. La conservazione dell'energia elettrica sotto forma di aria liquida è stata studiata già nel 1977; al fine di recuperare l'energia accumulata e produrre energia, la pressione del liquido criogenico aumenta quando riscaldato dalla stessa temperatura ambiente o dal calore di scarto di un processo industriale; ciò forma gas ad alta pressione che alimenta una turbina che muove un alternatore. Il contributo considera un caso di studio e dimostra che l'integrazione di programmi di demand response aumenta il profitto totale del 33.65% e diminuisce il costo totale del 8.82%.

L'eccesso di generazione di energia elettrica in impianti eolici che integrano sistemi di accumulo nella forma di idrogeno è il tema discusso in [49]. Tale contributo affronta il problema del unit commitment – security constrained – anche in presenza di un contributo fornito da programmi di demand response. Il modello proposto è stato testato su sistemi a 6 e 24 nodi; i risultati numerici mostrano i benefici ottenuti dalla combinazione dall'accumulo ad idrogeno e demand response: riduzione della mancata generazione di energia a fonte eolica pari al 90% e riduzione dei costi operativi giornalieri pari al 4.3%. La natura intermittente della generazione di energia da fonte eolica e l'interesse verso programmi di demand response e sistemi ibridi generazione-accumulo come risposta alla richiesta di maggiore flessibilità, in alternativa alle tradizionali riserve provenienti da centrali elettriche convenzionali, è anche il tema affrontato in [50]. Il contributo propone una risoluzione del problema del unit commitment ed incorpora un modello di demand response avanzato poiché è utilizzato il modello economico di carichi reattivi, responsive load. Quello dei carichi reattivi è un concetto basato sul comportamento del cliente a cui è offerta la opportunità di partecipare a programmi di demand response tenendo conto della strategia da loro desiderata o suggerita. Questo perché la demand response è il cambiamento dell'atteggiamento e dell'abitudine al consumo, sostenuto da tariffe elettriche ad hoc (tariffe time-of-use, a fasce) o da incentivi specifici, al fine di raggiungere scopi economici e di affidabilità. Il contributo investiga ad ampio raggio poiché include le tariffe del tipo time-of-use, tariffe con prezzi real-time, tariffe con prezzi esclusivi per le punte di carico (critical peak pricing). Le simulazioni numeriche sono state condotte con riferimento alla rete test IEEE 24-bus RTS. Il posizionamento ottimale dei sistemi di accumulo distribuiti di energia in una rete di distribuzione caratterizzata da una grande penetrazione di impianti a fonti rinnovabili, come già accennato in precedenza, è il problema affrontato in [51]. Il contributo propone una risoluzione del problema mediante la applicazione di tecniche di ottimizzazione meta-euristica come l'algoritmo delle colonie di api, al fine di conseguire una buona flessibilità e un miglioramento delle prestazioni di una rete elettrica di distribuzione. Il contributo applica due approcci dove il primo prevede il posizionamento di sistemi di accumulo distribuiti con dimensioni uniformi mentre il secondo con dimensioni non uniformi. I risultati mostrano che entrambi gli approcci sono adatti a risolvere i problemi tipici di una rete di distribuzione (stabilità della tensione al nodo, carico delle linee elettriche, perdite di linea, etc) e sono un valido ausilio alla pianificazione reale della rete di distribuzione e alle applicazioni per la gestione delle risorse energetiche. Gli autori del contributo confermano un dato più che evidente e

cioè che l'approccio per il posizionamento ottimale di sistemi di accumulo distribuiti di dimensione uniforme può essere implementato in modo più agevole mentre l'approccio per sistemi con dimensioni non uniformi implica una maggiore complessità ma consente migliori prestazioni.

Il posizionamento ottimale dei sistemi di accumulo distribuiti di energia nelle reti di distribuzione è il problema affrontato anche in [52]; il contributo propone una risoluzione del problema mediante la applicazione di tecniche di ottimizzazione euristiche come gli algoritmi genetici. La importante conclusione ai cui giungono gli autori del contributo è che i sistemi di accumulo distribuito di tipo monofase, installati presso il sito del cliente/utente, sono una soluzione che richiede valori di potenza e di energia complessivamente inferiori rispetto a sistemi di accumulo distribuito di tipo trifase, installati "on the street". La ovvia osservazione degli autori è che la sistemazione dello storage nelle case può offrire benefici ai clienti immagazzinando l'energia autogenerata e riducendo la bolletta del consumatore, grazie alla struttura tariffaria del Feed-in-Tariff. Ciò, infatti, fornisce entrate aggiuntive, utili per ripagare i costi dello storage. D'altro canto, il contributo è prodotto nel 2014 e si allinea con il processo di riforma del mercato elettrico del governo britannico al tempo in itinere; in virtù di ciò, il contributo esamina in che misura l'accumulo di energia elettrica può contribuire a risolvere i problemi nelle reti elettriche, richiamando la necessità di un supporto normativo e di incentivi, anche per avviare progetti dimostrativi a livello residenziale.

Il posizionamento ottimale nonché il dimensionamento ottimale dei sistemi di accumulo distribuiti di energia, allocati nelle reti di distribuzione in abbinamento ai sistemi di generazione distribuita, è il problema affrontato in [53]; il metodo applicato è il metodo della direzione alternata di moltiplicatori. La finalità dell'impiego dei sistemi di accumulo è ancora la fornitura di servizi alla rete, in riferimento ai seguenti ben noti punti di interesse, validi anche per la produzione di energia in generale: deviazioni della tensione al nodo, riduzione delle perdite di rete, minimizzazione dei costi di investimento e di esercizio e gestione della congestione. Il metodo della direzione alternata di moltiplicatori si è dimostrato essere uno strumento utile per risolvere il problema su larga scala cioè su reti elettriche con un numero elevato di nodi. Oltre il dimensionamento e la posizione, il metodo consente di valutare l'influenza di ciascun sistema di accumulo per quanto in merito alla qualità del servizio della rete, il bilancio energetico locale e l'ampiezza della zona di influenza sulla rete. Tale metodo è un ausilio all'Ente Distributore per valutare l'uso dei sistemi di accumulo distribuiti come valida alternativa agli investimenti nel rinforzo delle reti.

Il coordinamento del funzionamento dei sistemi di accumulo distribuito è quanto discusso anche in [54]. Il contributo propone un problema di ottimizzazione per coordinare il funzionamento di un sistema distribuito di accumulo in ambito demand response, al fine di erogare molteplici servizi ancillari ai gestori delle reti elettriche di distribuzione.

L'obiettivo generale è duplice: a) supportare la massimizzazione del profitto derivante dall'impiego di sistemi di accumulo distribuito e b) dedurre strategie commerciali di massimizzazione dei profitti a lungo termine. Il problema ottimizza il funzionamento del sistema di stoccaggio distribuito sia attraverso contratti per servizi ancillari a lungo termine sia attraverso l'arbitraggio energetico a breve termine; contestualmente, è fornito un supporto alla gestione della domanda di picco e la risoluzione delle congestioni per le reti locali. Il problema pianifica, inoltre, le operazioni volte a garantire la fornitura in tempo reale dei servizi di bilanciamento. La remunerazione dei proprietari dei sistemi di accumulo distribuito per la fornitura di servizi crea il giusto incentivo agli stessi proprietari per

supportare i distributori nel funzionamento della rete elettrica e facilitare la convergenza verso un efficiente trade off nel lungo termine tra le soluzioni fornite dai sistemi di accumulo distribuito ed il ri-potenziamento delle reti elettriche.

Il coordinamento del funzionamento dei sistemi di accumulo distribuito è quanto discusso anche in [55]. Il contributo illustra una metodologia per la progettazione di un controllo per sistemi di accumulo distribuiti nell'ambito della produzione di energia elettrica in generale, inclusa quella da fonti rinnovabili. Il fine è erogare un servizio di regolazione della frequenza e migliorare la stabilità dei modi elettromeccanici della rete elettrica. Il metodo tiene conto dei limiti nella erogazione di potenza e di energia elettrica degli accumulatori elettrochimici e, allo stesso tempo, ne sfrutta la capacità di esercitare una maggiore larghezza di banda di regolazione rispetto a quella ottenuta dai tradizionali controllori dei generatori. Questo implica il vantaggio aggiuntivo che consiste nel diminuire la variazione ad alta frequenza nell'azione di regolazione dei generatori tradizionali. La chiave del metodo è un approccio distribuito, "modal-focused"; la responsabilità della regolazione e della stabilità è distribuita tra gli attuatori distribuiti per cui ogni dispositivo locale è progettato per contribuire a smorzare un piccolo sottogruppo dei modi oscillatori elettromeccanici del sistema.

Un approfondimento tecnico ed applicativo circa il controllo di inverters tale per cui questi dispositivi elettronici di potenza possano replicare il funzionamento di una sorgente di tensione alternata controllabile così da offrire una buona risposta dinamica nel servizio di mantenere la frequenza e tensione entro i limiti prescritti utilizzando sistemi di accumulo distribuito a batterie in una microgrid è disponibile in [56].

Fonti energetiche rinnovabili, programmi di demand response e sistemi di accumulo sono i tre soli strumenti usati in [57] per sostituire l'intera generazione di energia convenzionale, cioè combustibili fossili ed energia nucleare, nei settori dell'energia elettrica e dei trasporti privati dell'Ontario, Canada. Il contributo studia il quadro energetico esistente e mette in evidenza il fatto che nel 2015 il "nucleare" fornisce circa il 56% dell'energia elettrica in quella provincia canadese dell'Ontario, con una capacità installata di poco meno di 13.000 MW. Il picco di domanda nella Provincia varia tipicamente tra circa 23.000 MW e 22.000 MW, rispettivamente durante i mesi estivi e invernali. L'Ontario è sempre più una giurisdizione estiva, poiché il gas naturale sostituisce l'elettricità per il riscaldamento invernale e l'aria condizionata diventa più comune. Il più recente piano energetico a lungo termine dell'Ontario prevedeva che la stazione di generazione nucleare di Pickering (3100 MW) sarebbe stata chiusa entro il 2020.

I risultati indicano che l'affidabilità del sistema può essere mantenuta senza costi di produzione eccessivi man mano che ci allontaniamo dai fossili combustibili per la produzione di elettricità e il trasporto di passeggeri, e che tale transizione è tecnicamente fattibile.

In Tabella 3 si riportano i benefici stimati ed attesi dei sistemi ibridi e demand response per la generazione di energia elettrica in generale e distribuita da fonti rinnovabili in particolare.

Tabella 3 - Benefici dei sistemi ibridi per la generazione

Benefici per la generazione in generale e distribuita da fonti rinnovabili in particolare
Riduzione delle fluttuazioni dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili
Fornitura di servizi di regolazione primaria
Maggiore sfruttamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili
Ausilio alla risoluzione del problema di unit commitment
Ausilio allo spostamento di una quota dei consumi dal gas verso l'elettricità, con significativo beneficio in termini di efficienza energetica
Riduzione di capacità termoelettrica necessaria alla punta tramite la riduzione del picco di domanda serale.
Riduzione della variabilità oraria di immissione di energia in rete. Il risultato positivo è dato dall'incremento della capacità di previsione e di conseguenza dalla riduzione dello sbilanciamento medio (per circa il 20%) e dei volumi di riserva secondaria da approvvigionare
Riduzione dell'energia tagliata a causa di un eccesso di generazione sulla domanda (overgeneration)

4.3. Analisi della DR nei sistemi ibridi come strumento di supporto alla flessibilità della rete

Il settore energetico, come già in parte richiamato, è in forte evoluzione. La ricerca di strategie e soluzioni tecnologiche che rendano l'erogazione di energia sostenibile dal punto di vista ambientale e parimenti competitiva in termini di costi rappresenta un elemento strategico per lo sviluppo del settore. Al fine di raggiungere tali obiettivi di competitività e sostenibilità, non si può prescindere dall'utilizzo della generazione distribuita. In quest'ottica diviene fondamentale una nuova modalità di gestione delle infrastrutture di trasporto dell'energia, a cui è richiesto di convogliare e immettere in rete grandi quantità di energia proveniente da numerosi piccoli/medi impianti a fonti rinnovabili oggi non programmabili né controllabili, garantendo stabilità e sicurezza della fornitura dei servizi. Nell'ambito di tali meccanismi di gestione si introducono i concetti di DR e l'utilizzo di sistemi ibridi. Più in dettaglio, si indicano con DR tutti quei meccanismi che consentono al gestore di rete di modulare i carichi elettrici delle utenze, così da prevenire problematiche di congestione e/o di picco, assicurando l'affidabilità e la stabilità intrinseca della rete e l'utilizzo più efficiente delle infrastrutture.

Tra i principali obiettivi attribuiti ai programmi di DR si rilevano [66]:

- Modifica dell'andamento della curva di domanda: in modo che la richiesta sia contigua all'offerta, soprattutto per integrare, in maniera ottimale e con la massima affidabilità, la produzione da FER nella tutela dell'ambiente.
- Riduzione e, nei casi migliori, eliminazione dei picchi di carico.
- Riduzione della necessità di sovradimensionamento della potenza installata: operando un regime di DR equilibrato che riesca a coprire i picchi di richiesta energetica, cessa la necessità di realizzare infrastrutture di collegamento e impianti ex-novo sovradimensionati.

I meccanismi di DR si suddividono principalmente in due tipologie di programmi: basati sugli incentivi oppure sul prezzo [67].

Nel primo caso, i meccanismi di DR remunerano la disponibilità dell'utenza ad affidare al gestore di rete la gestione del carico connesso all'utenza. In particolare, si distingue tra programmi basati su:

- Controllo diretto attuato tramite gestione da remoto che consente di scollegare i macchinari e i dispositivi dei partecipanti a seguito di opportuno preavviso.
- Interruzione del carico da parte degli utenti finali partecipanti al programma di DR; gli utenti provvederanno in autonomia allo spegnimento di specifici carichi fino a raggiungere la riduzione dei consumi richiesta dal gestore, pena l'applicazione di sanzioni.
- Capacity market che consente di mettere a disposizione del gestore di rete, mediante asta indetta dal gestore stesso, una certa capacità nel medio termine. Gli utenti partecipanti e vincitori dell'asta riceveranno preavviso il giorno precedente. Come nel caso dell'interruzione del carico, il mancato rispetto dei termini contrattuali da parte dei consumatori potrà comportare delle penalità.
- Servizi ancillari, programma in cui viene remunerata la disponibilità dei partecipanti a rimanere in stand by; i partecipanti, in particolare, vengono pagati l'equivalente del prezzo dello spot market.

Nel secondo caso, ovvero nei programmi "basati sul prezzo", lo scopo principale consiste nel ridurre i picchi appiattendolo la curva di domanda, offrendo l'energia a prezzi competitivi nei periodi fuori picco. Tipiche misure di questo tipo sono le tariffe biorarie, il critical peak pricing (che viene utilizzato per un numero limitato di giorni o ore all'anno durante situazioni critiche dal punto di vista del sistema) e il real time pricing (in cui i consumatori pagano prezzi che riflettono il costo reale dell'elettricità nel mercato all'ingrosso e sono informati circa i prezzi con un giorno o un'ora di anticipo).

In Italia un cliente può aderire a un programma di DR partecipando a una Unità Virtuale Aggregata Mista (UVAM). In caso di partecipazione come UVAM, programmi come il Capacity Market o l'offerta di servizi ancillari saranno applicabili offrendo sia capacità "a salire" che "a scendere" avvalendosi sia degli asset di carico che di generazione presenti nell'aggregazione. La gestione della comunicazione e dei flussi energetici tra le unità produttive e quelle di consumo è demandata all'aggregatore secondo il flusso operativo (denominato evento di modulazione) che caratterizza i meccanismi di DR [5] di seguito descritto:

- Il TSO (Trasmission System Operator), a seguito di verifica, notifica all'aggregatore che potrebbe presentarsi un problema legato alla stabilità della rete a seguito del quale si richiede una operazione di bilanciamento.
- L'aggregatore attua una serie di verifiche e attraverso una serie di algoritmi di ottimizzazione, individua il carico e/o l'unità di generazione, tra tutti gli attori della rete che potrebbe garantire un bilanciamento dei flussi energetici.

- A questo punto, entrano in gioco i clienti, che svolgono il ruolo di prosumer, ossia le loro azioni non sono più legate allo sfruttamento passivo della rete, ma alla partecipazione attiva all'interno del mercato elettrico. In questa fase, quindi, i clienti modulano in modo automatico oppure tramite operazioni manuali, i propri piani di consumo.
- Il feedback dell'operazione precedente raggiunge il TSO, che attua le operazioni utili alla stabilizzazione della rete.
- L'aggregatore si occupa, infine, di remunerare, secondo quanto stabilito in fase contrattuale, i clienti che hanno partecipato all'evento di modulazione [5].

Da quanto fin qui descritto, è evidente che i meccanismi di DR rappresentano un importante strumento per incrementare la flessibilità della rete con benefici che riguardano non solo i gestori di rete ma anche gli altri attori coinvolti (aggregatori, utenti finali sia consumer che prosumer) che assumono finalmente un ruolo attivo nel sistema energetico.

Ad oggi i meccanismi di DR sono ancora poco diffusi in Europa a causa di molteplici ragioni. In primis, la presenza di picchi di domanda nei profili di carico non costituisce ancora un problema rilevante in Europa, al contrario di quanto accade negli Stati Uniti dove si registra un utilizzo massiccio degli impianti di climatizzazione. Inoltre, l'assenza di studi che quantifichino l'impatto del demand response sul risparmio energetico e sui benefici ambientali, non ha fino ad oggi incentivato i policy-makers europei ad intraprendere politiche che facilitino l'integrazione del DR nei mercati energetici. Questi scenari stanno, però, velocemente mutando per effetto di una elettrificazione sempre più spinta dei consumi finali che renderà più vulnerabili le reti in assenza di meccanismi di controllo integrativi quali appunto il DR.

Tabella 4 - Vantaggi e svantaggi della demand response

VANTAGGI E OPPORTUNITA' CONNESSI ALLA DR
Costi accessibili e ampia disponibilità di dispositivi per l'attuazione di programmi DR lato consumatore grazie ai progressi ICT
Carbon Footprint inferiore rispetto alle centrali termoelettriche convenzionali a parità di utilizzo (es. gestione del picco)
Possibilità di sfruttare le potenzialità dei sistemi ibridi che integrano sistemi di accumulo e della quota di rinnovabili grazie alla possibilità di compensare la mancanza di programmabilità delle rinnovabili.
Riduzione della necessità di costose estensioni/upgrade della rete da parte dei DSO
Costi di O&M inferiori rispetto alle centrali termoelettriche convenzionali a parità di utilizzo (es. gestione del picco)
Risparmi sul costo complessivo dell'energia per i consumatori finali grazie ai sistemi di remunerazione connessi alla partecipazione ai programmi DR
SVANTAGGI E LIMITI CONNESSI ALLA DR
Mancanza di standard di comunicazione tra gli apparati abilitanti i meccanismi DR e problemi di cybersecurity
Mancanza di regole standard di partecipazione al mercato e meccanismi di remunerazione regolamentati
Panorama regolatorio incerto
Scarsa conoscenza di vantaggi della DR e dei sistemi ibridi da parte dei consumatori con conseguenti problemi di accettabilità sociale
Costi iniziali connessi all'acquisto e al setup degli apparati abilitanti la partecipazione ai programmi DR
Discomfort connesso alla necessità di cambiare le proprie abitudini di consumo

4.4. Analisi dell’impatto sul sistema di distribuzione dovuto all’uso di nanogrid per la realizzazione dello storage distribuito integranti programmi di DR

Come già precedentemente accennato all’interno del documento, gli scenari evolutivi mirati al perseguimento della decarbonizzazione al 2030 stimano la crescita costante della generazione distribuita da fonte rinnovabile (FER) e dell’elettrificazione dei consumi [1]. L’introduzione di tali carichi sensibili richiede una maggiore attenzione verso l’affidabilità della rete di distribuzione in termini di qualità, continuità e sicurezza del servizio [2]. Se non opportunamente gestite infatti, le risorse distribuite possono sensibilmente impattare il sistema [3]. Storicamente, l’obbligo di connessione dell’utenza ha profondamente condizionato lo sviluppo e l’evoluzione topologico-dimensionale della rete. Coerentemente con la configurazione tradizionale del sistema elettrico, nel rispetto delle condizioni sopra introdotte, le aziende distributrici hanno progettato le loro reti in modo da assicurare un certo grado di ridondanza della rete e un’adeguata capacità per far fronte a picchi nella domanda (*peak demand*) anche in situazioni di contingenza (condizione N-1) [2]. Come conseguenza, la rete di distribuzione risulta sovradimensionata rispetto alla necessità standard di servizio [2] e future espansioni comporterebbero rilevanti investimenti, con le complicazioni derivanti dal rispetto degli stringenti vincoli paesaggistici. La transizione energetica in atto, con la rete di distribuzione che da “passiva” diventa “attiva”, rende necessaria una revisione nelle modalità di pianificazione, esercizio e gestione della rete di distribuzione da un approccio “*fit-and-forget*” ad un approccio “*fit-and-control*”, in cui investimenti tradizionali siano affiancati da una gestione efficiente e “*smart*” della rete.

4.4.1. Caratteristiche prestazionali del sistema di distribuzione

Il decreto legislativo 79/99 stabilisce gli obblighi, criteri e condizioni per l’esercizio del servizio di distribuzione [4]. In quanto esercenti di un servizio in concessione, come stabilito dall’ Art.9 del suddetto decreto, le aziende distributrici sono tenute a connettere sulle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta e a rispettare i vincoli tecnici nonché le deliberazioni emanate dall’Autorità circa le prestazioni di qualità del servizio. Queste ultime si traducono in:

- **Continuità del servizio**, intesa come la mancanza di interruzioni nella fornitura di energia elettrica ai clienti [5];
- **Qualità della tensione**, intesa come la conformità delle forme d’onda di tensione ai parametri tecnici fissati dalla norma CEI EN 50160 che ne specifica, in condizioni normali di esercizio, le principali caratteristiche al punto di consegna dell’utente.

Le più recenti disposizioni normative in merito sono state approvate da ARERA, con la Delibera 566/2019/R/EEL [6], nel nuovo ‘*Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica (TIQE)*’ per il periodo di regolazione 2020-2023, in sostituzione del precedente TIQE 2016-2023.

Per quanto riguarda la **Continuità del servizio** l’Autorità ha instaurato un meccanismo incentivante finalizzato alla promozione di tutte le iniziative di miglioramento delle prestazioni di continuità del

servizio a livello nazionale. Questo è basato sull'andamento di due parametri calcolati a livello di ambito territoriale¹:

- la **Durata delle Interruzioni Lunghe (DIL)**, durata complessiva annua delle interruzioni senza preavviso lunghe (di durata superiore a 3 minuti) per utente BT;
- il **Numero delle Interruzioni Lunghe più Brevi (NILB)**, numero complessivo annuo delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (di durata superiore a 1 secondo e inferiore ai 3 minuti) per utente BT.

In base all'andamento di tali parametri, annualmente le aziende distributrici vengono premiate o penalizzate a seconda del raggiungimento, per ciascun ambito territoriale e per ciascun anno di regolazione, dei livelli tendenziali massimi stabiliti².

La **Qualità della tensione** invece è influenzata da molteplici fattori, insiti nella tipologia e struttura delle reti elettriche a qualunque livello di tensione [7]. L'origine di tali disturbi è da ricercare nei fenomeni atmosferici (specialmente fulmini), come anche nella normale ed inevitabile risposta di un sistema di alimentazione in caso di guasti elettrici o di commutazioni di carico o di funzionamento di particolari dispositivi, come, ad esempio, gli impianti di generazione da FER interconnessi alla rete tramite inverter.

Di seguito una sintetica descrizione dei principali fenomeni di disturbo della qualità della tensione sulle reti di distribuzione [8]:

- **variazioni lente della tensione**, sono dovute alle variazioni del carico o della potenza immessa dalle unità di produzione. Vengono controllate per mezzo di variatori installati sui trasformatori AT/MT comandati da regolatori automatici e prese a vuoto sui trasformatori MT/BT;
- **variazioni rapide di tensione**, causate tipicamente dalle variazioni di carico negli impianti utilizzatori (per es. avvio di motori), da manovre nel sistema o da guasti. Un disturbo di questo tipo diventa apprezzabile quando la variazione di carico è di potenza significativa rispetto alla potenza di corto circuito della rete di alimentazione al punto di connessione. Qualora la variazione rapida superasse il 10% del valore nominale della tensione allora questa verrebbe considerata un **buco di tensione**;
- **flicker**, è l'effetto di 'sfarfallio' di una illuminazione percepibile dall'occhio umano, causato da una sequenza di variazioni rapide di tensione che si ripetono in brevissimi intervalli di tempo;

¹ L'ambito territoriale è l'insieme delle aree territoriali comunali servite dalla stessa impresa distributtrice all'interno di una stessa provincia e aventi lo stesso grado di concentrazione di utenza [6].

² Dal 2015, secondo quanto introdotto dal TIQE 2016-2023, il livello tendenziale del DIL coincide con il livello obiettivo di fine regolazione. Per ulteriori dettagli si rimanda al documento [6].

- **sbilanciamenti della tensione**, generalmente originati in BT da carichi (monofase) non equilibrati, in MT dalla presenza di trasformatori MT/BT privi di almeno un avvolgimento a triangolo o in alternativa a zig-zag;
- **distorsioni armoniche** della forma d'onda di tensione, dovute al funzionamento di carichi che per loro natura sono assimilabili a generatori di tensioni o correnti armoniche (per es. inverter, azionamenti a velocità variabile, carichi non lineari, forni ad arco);
- **sovratensioni transitorie**, si possono generare a causa di guasti a terra, scariche atmosferiche, manovre di interruttori;
- **buchi di tensione**, come accennato in precedenza, sono quei fenomeni per i quali si verifica un abbassamento della tensione al di sotto del 90% del valore nominale al nodo per un periodo superiore o uguale a 10 millisecondi e non superiore a 1 minuto. Possono essere causati da guasti polifase, correnti di inserzione dei trasformatori, dei condensatori, correnti di spunto di grossi motori o a causa di carichi fortemente variabili;
- **variazioni della frequenza di alimentazione**, si verificano in caso di distacco di gruppi di generatori rilevanti o per la commutazione di carichi molto importanti.

Imponendo le caratteristiche fisiche che la somministrazione dell'energia elettrica deve rispettare, la norma CEI EN 50160 fissa dei vincoli per il Distributore, ma implicitamente gli attribuisce dei compiti di controllo sul comportamento dell'utenza collegata alla rete.

4.4.2. L'impatto dello storage distribuito integrato in nanogrid e dei programmi di DR

Abbiamo visto come l'inserzione/disinserzione di impianti di produzione/consumo sulla rete comporta variazioni più o meno significative, a seconda dell'entità della potenza immessa o prelevata, dei valori dei parametri elettrici di rete. Inoltre, un incremento "incontrollato" di dispositivi di consumo/produzione monofase di piccola taglia sulla rete BT potrebbe causare inefficienti sfruttamenti delle linee (sbilanciamenti di fase con conseguenti maggiori perdite Joule sui conduttori) [9].

Nel rispetto delle condizioni e dei vincoli descritti precedentemente, considerato lo scenario del nuovo sistema elettrico più volte descritto, è opportuno che le grandezze elettriche vengano costantemente monitorate e gestite al fine di garantire l'esercizio sicuro ed affidabile delle reti e massimizzare l'efficienza globale del sistema di distribuzione [10].

L'esigenza diventa quindi quella di individuare soluzioni che permettano di integrare le risorse energetiche a fonte rinnovabile nelle reti, ma controllandone efficacemente lo scambio di potenza ai punti di connessione al fine di mitigare l'effetto perturbativo sulle reti.

A tal fine risulta importantissimo il contributo che può essere offerto dagli strumenti oggetto di questo studio:

- l'attuazione di programmi di Demand Response (DR), pilastro del modello *Smart Grid* [2], tramite i quali è possibile coinvolgere attivamente l'utenza nelle operazioni di regolazione della rete;
- lo storage integrato in nanogrid, il quale permette sia di assorbire l'intermittenza di produzione degli impianti FER sia di aumentare la flessibilità nell'utilizzo delle risorse energetiche connesse alla nanogrid, internamente ed esternamente alla nanogrid stessa.

Una giusta combinazione dello sfruttamento di questi due strumenti abilita la possibilità di modulare il profilo di scambio di potenza con la rete al punto di connessione delle unità di produzione/prelievo diffuse in maniera sparsa sulla rete, facendole diventare, di fatto, risorse di flessibilità. La gestione attiva di queste ultime rappresenta potenzialmente un vantaggio sia per il DSO che per gli utenti [11]. In particolare l'utilizzo di queste risorse di flessibilità concorrono ad individuare soluzioni più efficaci ed economiche per la qualità della tensione con riferimento alle variazioni lente di tensione, ed intrinsecamente anche nella continuità dell'alimentazione, data la possibilità di lavorare in isola delle nanogrid.

4.5. Analisi dei benefici sui sistemi di produzione, trasmissione e distribuzione dei programmi di demand response integrati nei sistemi ibridi.

Il TSO è responsabile della stabilità e della gestione di capacità del sistema elettrico. Queste responsabilità combinate possono essere affrontate mediante la fornitura di servizi di flessibilità, offerti da parte di piccoli utenti residenziali gestiti tramite una figura che svolge il ruolo di Aggregatore e che può integrare o meno nella sua figura il ruolo di BRP e/o BSP. Nel caso di BSP esso ha la possibilità di chiedere agli utenti aggregati come servizio, la disponibilità di sistemi di diverse tipologie di sistemi di accumulo, modulazione dei carichi e generazione programmabile. In questo caso la fornitura di particolari tipologie di servizi di regolazione richiesti dal TSO potrebbe essere effettuata direttamente dagli utenti gestiti dal soggetto Aggregatore tramite l'utilizzo dei SdA e dei sistemi ibridi i quali, insieme a specifici programmi di demand response, rappresentano elementi abilitanti per la fornitura di servizi in termini di capacità, adeguatezza e sicurezza.

Lo sviluppo di tecnologie ibride nella quale rientrano le Nano-Micro Grids il cui esempio di *nano Grid for Home Applications (nGfHA)* ne rappresenta lo sviluppo più diretto, sono dispositivi altamente tecnologici che operano normalmente connessi alla rete elettrica, consentendo di trasferire l'energia prodotta in eccesso ma che in caso di necessità, possono essere disconnesse e lavorare come sistemi in isola tramite i sistemi di accumulo (SdA o batterie). Eventualmente interconnesse tra loro possono formare una micro-rete capace di isolarsi fisicamente o virtualmente dalla rete ed in caso di necessità da parte degli operatori di sistema di fornire appunto dei servizi di regolazione.

Una *nGfHA*, è una microgrid di piccola potenza (non superiore a 5kW), destinata prevalentemente all'alimentazione elettrica di abitazioni civili basata su un bus in corrente continua (dc bus) al quale si possono collegare diverse tipologie di generatori alimentati da fonti rinnovabili o convenzionali, sistemi di accumulo e almeno un inverter per l'alimentazione di carichi privilegiati che necessitano di continuità assoluta. Una *nGfHA* è progettata e gestita per operare sia in modalità *grid-connected* che in modalità *islanded*.

In modalità **grid-connected**, la *nGfHA* è connessa alla rete pubblica di distribuzione in corrente alternata, attraverso una apposita interfaccia (PEI, Power Electronic Interface) basata su un inverter controllato in corrente ed in grado di funzionare in maniera bidirezionale (*Figura 1*).

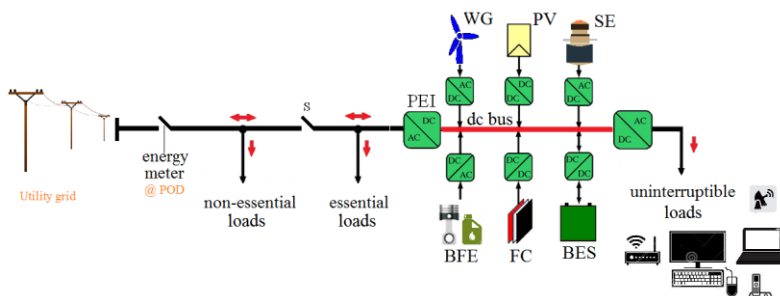


Figura 3 - Rappresentazione schema generale di nGfHA (report interno Laboratorio LASEER)

I carichi elettrici potenzialmente alimentabili della *nGfHA* possono essere di tre categorie: *non-essenziali*, *essenziali* e *critici*. I carichi elettrici non essenziali non svolgono mansioni di rilievo pertanto il loro funzionamento può essere bruscamente interrotto senza che ciò determini alcun danno o costo. Al contrario, i carichi elettrici essenziali svolgono mansioni di rilievo; sebbene ciò, il loro funzionamento può essere bruscamente interrotto ma deve essere ripristinato dopo poco tempo (es. qualche minuto) affinché detta interruzione non implichi importanti danni o costi. Infine, la continuità di alimentazione deve essere garantita ai carichi elettrici critici per via dei costi e dei danni elevati in caso di cessazione del loro funzionamento. È logico pensare che nella fornitura di servizi oltre alla capacità dei sistemi di accumulo rientrano quindi la modulazione e/o interruzione dei carichi non-essenziali che potrebbero essere definiti genericamente come interrompibili.

Il convertitore PEI è un voltage source inverter di tipo bidirezionale e controllato in corrente; il punto di lavoro di detto convertitore determina la partecipazione della rete di distribuzione alla alimentazione dei carichi elettrici della nanogrid e, viceversa, l'erogazione di potenza in rete a seconda delle richieste dell'eventuale aggregatore. Una *nGfHA* può funzionare in modalità *islanded* in caso di guasto-rete previa apertura dell'interruttore 'S' mostrato in *Figura 1*.

In tale circostanza, i carichi elettrici non essenziali appartengono ad una parte di *nGfHA* non abilitata al funzionamento *islanded* pertanto essi saranno disalimentati. Al contrario, i carichi elettrici essenziali possono essere nuovamente alimentati modificando il controllo del convertitore PEI da controllo in corrente a controllo in tensione, o accettando una brevissima discontinuità dell'alimentazione (come si verifica nel caso di commutazione rete-gruppo, quando si utilizzano gruppi elettrogeni) oppure senza discontinuità di alimentazione (*seamless*) grazie alla possibilità di implementare particolari e sofisticate tecniche di controllo del PEI.

Una *nGfHA* può anche essere espressamente destinata per funzionare in modalità *islanded*, modalità espressamente prevista per alimentare abitazioni isolate da una rete di distribuzione come nel caso tipico delle singole abitazioni in villaggi nei paesi in via di sviluppo.

La *nGfHA* è governata da un *Energy Management System* (EMS) al fine di conseguire, ad esempio, assegnati obiettivi come la massimizzazione dell'energia prodotta da fonte rinnovabile e la minimizzazione dell'energia importata dalla rete di distribuzione a cui è connessa (se presente). La singola *nGfHA* costituisce quindi un elemento fondamentale per l'implementazione di microreti intelligenti e per operare in ambiente Smart Grid.

La nanogrid proposta nonostante possa essere classificata come tecnologia afferente agli inverter ibridi è ben diversa dalle tipiche *off-grid applications* (hybrid-inverters). Infatti, gli inverter per applicazioni off grid, voltage source inverter (VSC), non hanno la capacità di sincronizzarsi con altri sistemi della stessa natura, invece la nanogrid grazie alla sua architettura è in grado di sincronizzarsi con altre nanogrid, creando così delle reti di nanogrid.

I più diffusi hybrid-inverters non sono progettati per connettersi tra loro; alcuni di essi consentono la interconnessione ma a fronte di un eccessivo sforzo economico e gestionale.

Al contrario, una *nGfHA* consente facilmente l'interconnessione ad altri dispositivi della stessa tipologia (altre *nGfHA*) sia per mezzo di una rete privata esercita in corrente continua che per mezzo di una rete privata esercita in corrente alternata. Quest'ultima può essere eventualmente collegata ad un classico generatore (genset) oppure alla rete pubblica di distribuzione dell'energia elettrica.

La forte propensione della *nGfHA* alla interconnessione consente di poter affermare che tale nanorete è il *building block* di una microrete, sia essa una *AC microgrid* che una *DC microgrid*.

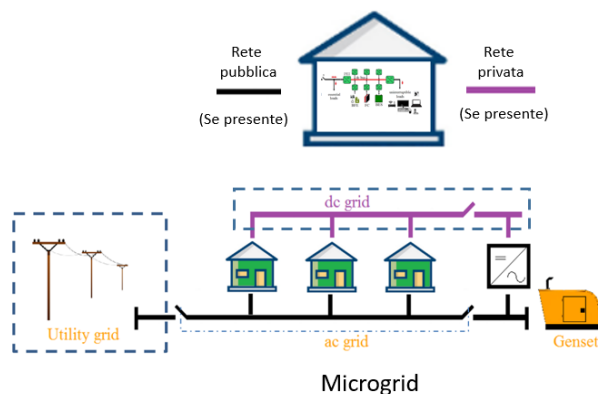


Figura 4 - Interconnessione di nGfHA e rete elettrica ed eventuali generatori ausiliari

La facilità di interconnessione della nanogrid proposta è anche una forte leva per sostenere ed applicare modelli intelligenti della gestione dell'energia sia di tipo centralizzato che distribuito.

Ogni raggruppamento di utenti che implementano tale tecnologia nanogrid è una *microgrid*; molteplici microgrids possono essere interconnesse tra loro e opportunamente controllate dal soggetto Aggregatore. La gestione ottimizzata di molteplici microgrid interconnesse tra loro restituisce una *Smart Grid*.

A questo punto è possibile intuire come modulando per mezzo della Demand Response il funzionamento dei carichi *non-essenziali* (interrompibili), di quelli essenziali, sfruttando i sistemi di accumulo è possibile in ottica smart grid rispondere alle richieste degli operatori di rete (TSO e DSO) per garantire i requisiti essenziali del sistema elettrico assicurando i livelli di servizio richiesti per tensione/frequenza e garantendo il dispacciamento ottimale del sistema.

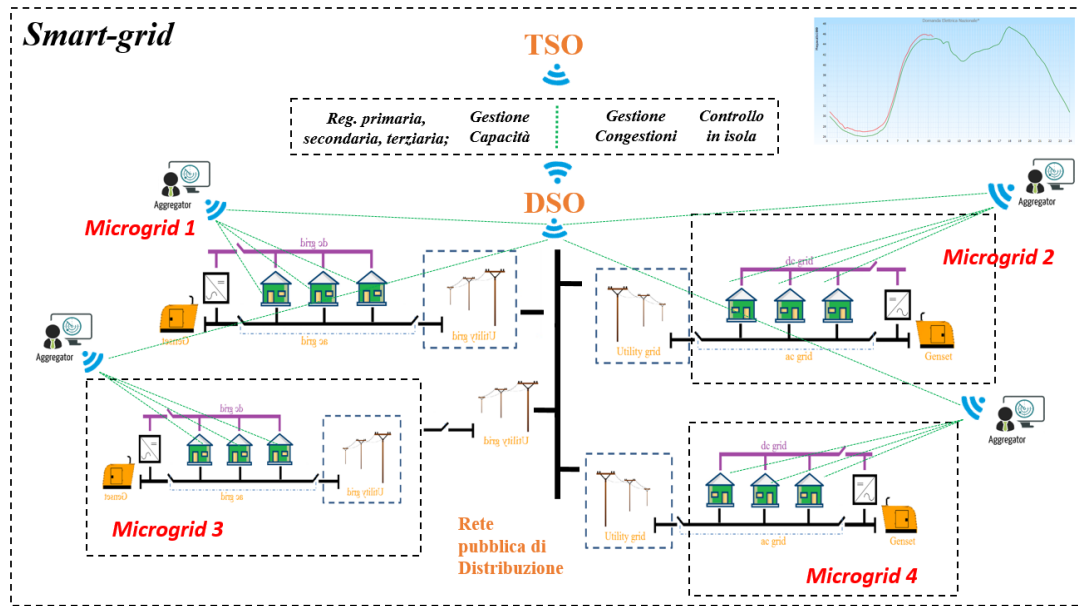


Figura 5 - Contributo dei sistemi ibridi alle reti di trasmissione e distribuzione

Come riportato in [68] è sempre più evidente la tendenza ad estendere alle FRNP da un lato gli oneri per la gestione del sistema, dall'altro la possibilità di partecipare ai mercati dei servizi di rete per supportare non solo gli operatori della rete di trasmissione (TSO, che in Italia è unico e coincide con TERNA) ma anche gli operatori della rete di distribuzione per risolvere problematiche legate alla gestione delle congestioni, qualità della fornitura come la regolazione della tensione, ridurre le inversioni dei flussi o evitare/differire gli investimenti di rete. Non solo il contributo della domanda e impianti FRNP offrendo servizi di dispacciamento o bilanciamento hanno effetti positivi sull'entità degli sbilanciamenti, migliorando l'adeguatezza e la stabilità del sistema ma in particolare permettono di spostare nel tempo gli investimenti per rinforzare le reti di distribuzione. Più gli impianti FRNP coinvolti nei mercati dei servizi saranno in grado di rispondere alla flessibilità richiesta minore sarà il fabbisogno di servizi di bilanciamento degli impianti convenzionali, con un ridotto aggravio sugli oneri del sistema nonché dei costi di investimento nelle reti.

I principali benefici per le risorse sono legati ai seguenti aspetti:

- Rendere possibile coinvolgimento dell'utente alla gestione del sistema elettrico,
- Maggiore valorizzazione delle proprie risorse di produzione e consumo,
- Maggior grado di libertà per il rispetto dei vincoli di rete,
- Remunerazione direttamente per le risorse coinvolte;

Per quanto riguarda le reti, i benefici maggiori sono:

- Risoluzione di problematiche legate alle congestioni e alle inversioni dei flussi;
- Minore attivazione di centrali convenzionali e di conseguenza dei relativi costi di dispacciamento e bilanciamento;
- Minore impatto sui prezzi e più affidabilità per via di una minore dipendenza da impianti convenzionali;

- Minori perdite in seguito alla maggiore vicinanza tra centri di produzione e consumo;
Di contro, invece, una maggiore granularità delle risorse distribuite sulla rete richiede un forte coordinamento per rispondere tempestivamente alle necessità di soddisfare i requisiti di adeguatezza e sicurezza. Una maggiore lentezza per rispondere a regolazioni di frequenza. C'è bisogno di avere risorse di accumulo e generazione pronta tali da garantire la necessaria capacità. Minore invece è l'effetto sulla Resilienza, anche se la capacità di funzionare in maniera isolata supporta la rete e gli utenti in particolari situazioni di emergenza, limitandone i disservizi.

Con riferimento alla rete di distribuzione, i benefici della gestione attiva sulla medesima rete, attuata tramite la realizzazione di programmi di DR che coinvolgono sistemi ibridi di produzione, accumulo e consumo energetico integrati con la nanogrid, riguardano:

- appiattimento della curva di carico e riduzione dei picchi di domanda (load leveling, peak shaving);
- supporto nella gestione ottimale della rete (gestione delle congestioni, controllo della tensione e riduzione perdite di rete);
- possibilità di funzionamento in isola e capacità di supportare il ripristino del sistema in caso di guasto, con conseguenti benefici sulla riduzione della durata delle interruzioni subite dai clienti in caso di guasto;
- miglioramento della qualità della tensione;
- mitigazione intermittenza/imprevedibilità degli impianti di produzione da FER.

[68]

4.6. Attuali servizi alla rete del TSO e possibili evoluzioni

Con riferimento alla trasmissione l'attività più onerosa in carico al TSO è quella del dispacciamento. Come mostrato, questa attività senz'altro ne verrebbe avvantaggiata dall'introduzione dei sistemi ibridi a tutti i livelli. L'estensione dei servizi alla rete da parte dei piccoli utenti, dalle FRNP e dalla GD consente di accrescere il numero di soggetti potenzialmente abilitati ai servizi di dispacciamento, con una conseguente migliore efficienza nell'approvvigionamento delle risorse. Un corretto e pratico utilizzo delle risorse connesse alla rete di distribuzione capaci di attuare demand response in forma aggregata tramite l'utilizzo di sistemi ibridi, consente l'attivazione di servizi ancillari alla rete.

Attualmente il gestore della rete di trasmissione (TSO) approvvigiona attraverso meccanismi di mercato le risorse per i servizi di sistema la cui descrizione dettagliata richiama il Codice di Rete [69] e brevemente di seguito descritti.

- Risoluzione delle **Congestioni**
- Regolazione della **Riserva Primaria** (frequenza/potenza);
- Regolazione **Riserva Secondaria** (frequenza/potenza), **Terziaria**
- Bilanciamento;
- Sistema di Difesa/**Telescatto**.
- Regolazione della **tensione** tramite assorbimento/erogazione di potenza reattiva (Riserva Primaria e Riserva Secondaria);

- Risoluzione delle Congestioni

Questo servizio viene fatto in sede di programmazione. Le risorse sono utilizzate per eliminare le congestioni sulla rete rilevante generate dai programmi cumulati. La fornitura di tale servizio consiste nella disponibilità da parte di una unità (abilitata) a modificare in incremento o in diminuzione i propri programmi, attraverso la selezione di offerte presentate su MSD [70]. La flessibilità del carico aggregato è un servizio fattibile per questo tipo di servizio. Carico e produzione in forma aggregata rendono fattibile questo tipo di servizio tramite le recenti UVAM (*Unità Virtuali Miste*) [71].

- Regolazione Primaria (frequenza)

Il servizio di regolazione della frequenza (riserva primaria), finalizzato a garantire la stabilità della frequenza e rappresenta la prima linea di difesa contro le deviazioni di frequenza nella rete causate, ad esempio, dall'imprevista interruzione di un'unità di grandi dimensioni.

Il servizio, obbligatorio per le unità abilitate a fornire servizi di rete, non è remunerato (eccetto nelle isole) e richiede tempi di risposta rapidi, nell'ordine dei secondi [72]. Questo servizio non ha lo scopo di ripristinare il valore nominale della frequenza di rete a 50 Hz (in Europa) ma solo di arrestarne la deviazione. Il ripristino della frequenza nominale avviene mediante l'attivazione delle riserve di regolazione secondaria di frequenza/potenza.

Tradizionalmente, solo le apparecchiature rotanti forniscono regolazione primaria, ma diversi tipi di carichi dei Prosumer possono fornire anche questo servizio. Ad esempio, in Germania e nei Paesi Bassi il controllo principale è messo all'asta dal TSO su base settimanale.

Questo servizio potrebbe essere svolto dalle FRNP rendendo disponibile una riserva di capacità e modulando la propria immissione in rete, in aumento o diminuzione, a seguito di variazioni della frequenza. Inoltre, l'introduzione di sistemi di accumulo potrebbe favorire l'integrazione delle FRNP, grazie ad un aumento del margine della riserva. I principali vantaggi di questa scelta deriverebbero dalla maggiore flessibilità e dai minori tempi di risposta rispetto alle unità di produzione tradizionali [73].

Le criticità principali sarebbero rappresentate dal rischio di mancanza della fonte primaria rinnovabile, con una riduzione della riserva per l'intero sistema, e il non utilizzo di parte della fonte perché destinata a riserva.

- Riserva Secondaria e Terziaria (frequenza/potenza)

Questi servizi sono utilizzati per alleggerire la regolazione primaria dal suo compito e consentirgli di tornare ad uno stato operativo normale [68]-[70].

L'attivazione della riserva di *regolazione secondaria*, per il mezzo di un livello di regolazione unico nazionale inviato a tutti gli utenti che prestano il servizio, ha lo scopo di inseguire l'azzeramento dell'errore di rete. L'errore di rete è dato dalla somma del cosiddetto errore di potenza, ovvero la differenza tra le potenze misurate e quelle di programma in determinati punti di scambio, e un contributo per il ripristino delle condizioni nominali della frequenza

Le risorse sono utilizzate per ripristinare l'errore di frequenza e ristabilire gli scambi di potenza ai valori di programma. Questa funzione è eseguita in automatico da un regolatore centralizzato a cui le unità abilitate vengono asservite. La fornitura di tale servizio consiste:

1. nella fase di programmazione o nella gestione in tempo reale, nel rendere disponibile da parte delle unità di produzione la semibanda di riserva secondaria o di accettare modifiche ai programmi allo scopo di renderla disponibile;
2. fase di gestione in tempo reale nell'asservire la banda di riserva secondaria a un dispositivo automatico di regolazione in grado di modulare l'immissione in funzione del segnale in ingresso.

I carichi aggregati potrebbero anche fare delle offerte per fornire un controllo secondario. Il controllo secondario mira a ridurre lo squilibrio all'interno di un periodo (*Imbalance Settlement Period, ISP*). Il controllo secondario è generalmente fornito al TSO in base alle offerte pubbliche (sul mercato di bilanciamento) e dispacciato sulla base di un ordine di merito.

Questo servizio potrebbe essere richiesto dal TSO alle unità FRNP connesse sulla rete di trasmissione per il tramite del DSO che ribalta richiesta ad un aggregatore, richiedendo di compensare gli scarti tra fabbisogno e produzione del sistema nazionale. Le principali criticità derivano dalla forte aleatorietà che caratterizza queste fonti e dalle loro potenze limitate [74].

Nella *regolazione terziaria*, le risorse sono utilizzate allo scopo di costituire opportuni margini rispetto alla potenza minima o massima nei programmi delle unità abilitate. Simile al controllo secondario, si risponde più lentamente e può essere sostenuto per un periodo di tempo più lungo (per diversi ISP).

Si articola nelle modalità 'a salire' ed 'a scendere', ed è suddivisa nelle due tipologie 'pronta' e 'di sostituzione', caratterizzate da differenti tempi di risposta e intervento. La fornitura di tale servizio consiste nel rendere disponibili i margini rispetto alle potenze minime e massime nei programmi aggiornati cumulati o nella disponibilità di ad accettare modifiche ai programmi allo scopo di costituire i margini di riserva terziaria, attraverso la selezione di offerte presentate sul MSD. Come nel caso del controllo secondario, anche i carichi aggregati possono fornire questo servizio, in base alle normative nazionali.

- Bilanciamento

Le risorse sono utilizzate in tempo reale per mantenere l'equilibrio tra immissioni e prelievi, risolvere congestioni di rete, ripristinare margini di riserva secondaria. Per il servizio di bilanciamento il gestore attiva le risorse approvvigionate in precedenza per la riserva terziaria di potenza e può anche accettare in tempo reale offerte delle unità abilitate al bilanciamento presentate su MSD. La fornitura di tale servizio consiste nel modificare l'immissione o il prelievo rispetto ai programmi vincolanti, a seguito dell'attivazione di un'offerta riservata per riserva terziaria o del l'accettazione di un'offerta di bilanciamento in tempo.

Le risorse per il Bilanciamento potrebbero essere richieste dal TSO/DSO alle FRNP, connesse alla rete di trasmissione/distribuzione, per garantire il mantenimento dell'equilibrio tra le immissioni e i prelievi, per la risoluzione di congestioni e per il ripristino dei margini di riserva secondaria di potenza.

- Asservimento al sistema di Difesa (Telescatto)

L'asservimento al sistema di difesa permette più in generale, mediante la remotizzazione dell'apertura dell'interruttore d'interfaccia, in casi di emergenza e condizioni di rete non previste, di intervenire velocemente sulla produzione in eccesso. Questo servizio prevede la disconnessione automatica dalla rete di un gruppo di produzione al verificarsi di eventi specifici o su ordine del TSO/DSO. Tale evento si manifesta quando non è possibile il pieno smaltimento della produzione sia in condizioni di normale funzionamento, sia a seguito di disservizi. Questo servizio potrebbe essere svolto efficacemente dagli impianti più piccoli connessi alle reti di distribuzione. L'unica criticità riguarda il numero massimo di distacchi annui che in base alle indicazioni di alcuni costruttori, oltre una certa soglia potrebbe compromettere il funzionamento degli impianti.

Con riferimento ai servizi alla rete si mostra in *Figura 4* l'efficacia che le principali FRNP anche in forma aggregata potrebbero offrire con limitati adeguamenti tecnici forniti dai sistemi ibridi. [69] [68][70][71][72][73][74]

	 Alta efficacia	 Media efficacia		
Regolazione di frequenza				
Bilanciamento				
Regolazione tensione primaria				
Regolazione tensione secondaria				
Telescatto				

Figura 6 - Servizi alla rete che potrebbero offrire le fonti FRNP in aggregazione

La partecipazione ai servizi di rete delle risorse aggregate sarebbe particolarmente indicata per ottemperare a queste richieste in quanto l'approvvigionamento delle risorse a ridosso del tempo reale consentirebbe anche la minimizzazione degli scostamenti tra produzione attesa e quella reale che caratterizza le FRNP.

In generale la partecipazione delle FRNP ai mercati MSD e MB con chiamate a scendere (per risolvere congestioni e/o fornire riserva primaria, secondaria, terziaria o di bilanciamento) sarebbe efficace per il sistema, specialmente in situazioni di basso carico e quando è proprio la produzione da FRNP che complica la gestione in sicurezza della rete. Esistono, invece, diverse perplessità in merito al contributo che potranno offrire le FRNP alla regolazione a salire, che è effettuata riservando una banda di potenza ma ciò potrebbe essere realizzato con l'ausilio dei SdA.

L'utilizzo di un aggregatore oltre ai servizi attualmente previsti dal sistema permetterebbe di fornire altri servizi come:

- **Mercati delle capacità** (comprese le riserve strategiche) che mirano ad aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento organizzando sufficienti capacità di picco a lungo termine e capacità non di picco andando incontro al requisito di adeguatezza del sistema. Tipicamente, un aumento della produzione di energia a fonte rinnovabile richiede una maggiore capacità di supporto per compensare le fluttuazioni giornaliere e stagionali e durante periodi prolungati di assenza di sole e vento. Un'alternativa è lo spostamento del carico tramite demand response o lo spegnimento (*telescatto*).
- **Controllo in isola**, nella rete di trasmissione è essenzialmente lo stesso della rete di distribuzione, anche se le dimensioni della regione che opera in modalità isola e le normative applicabili sono diverse. Sostanzialmente lo sviluppo delle tecnologie ibride permette di adottare in modalità islanded un controllo in isola come mostrato in *Figura 2*.
- **Ridondanza (n-1)**, il servizio si riferisce alla fornitura di emergenza nel caso di perdita di una linea e/o alla capacità di avvio del sistema da zero (*black start*). A seconda delle normative nazionali, questi servizi sono appaltati o forniti dal TSO stesso. In particolare, la 'potenza di emergenza' è un mercato praticabile per il carico aggregato.
- **Controllo della tensione sulla rete di trasmissione**, si basa principalmente sul controllo della potenza reattiva. Le reti di trasmissione necessitano di quantità significative di potenza reattiva per funzionare correttamente. La potenza reattiva è generalmente fornita da (grandi) generatori, condensatori e inverter su grandi parchi eolici. Poiché la potenza reattiva non può essere trasportata su lunghe distanze (> 100 km), i servizi di aggregazione per l'alimentazione reattiva alla rete di trasmissione non sono ritenuti fattibili. Ciononostante, c'è valore nel fornire potenza reattiva alla rete di trasmissione e i TSO fanno contrarre la potenza reattiva (per esempio i grandi generatori). La qualità dell'energia non è un problema nella rete di alta tensione, quindi non sono richiesti servizi correlati alla qualità dell'energia, mentre tale servizio ha senso nella rete di distribuzione.



Figura 7 - Servizi di flessibilità per il TSO ed evoluzioni tramite l'aggregatore

4.7. Quadro generale delle comunità energetiche attualmente operative

In merito allo stato dell'arte si ritiene interessante indicare alcuni sistemi in ambito Energy Community già da alcuni anni implementati ed operativi al di fuori del contesto nazionale italiano. Tali sistemi progettati, pianificati ed implementati negli ultimi 2-5 anni, anche se effettivamente operativi si trovano in fase di sperimentazione per la validazione delle strategie di gestione adottate. Per tali sistemi si evidenzierà soprattutto l'aspetto delle metodologie adottate inerenti alla gestione ottimale della Demand Response in funzione di una flessibile e dinamica formazione dei prezzi di Domanda ed Offerta o Signal Price per tutti i partecipanti dell'Energy community compreso anche il Distributor Network Operator.

In Inghilterra il sistema di distribuzione dell'energia è costituito da circa 10 operatori e 3 operatori nel settore del gas [27]. Per quanto riguarda l'energia elettrica il modello inglese della formazione del prezzo dell'energia è basato sulla maggiore flessibilità dei prezzi di offerta-domanda, ma tenendo in considerazione anche l'offerta-domanda (Generazione-Consumi) degli utenti connessi alla rete di distribuzione del DNO. In tal modo si cerca di instaurare una formazione dei prezzi in offerta-domanda di tipo bidirezionale, che tenga in considerazione sia l'offerta-domanda del DNO che quella degli Utenti connessi. L'obiettivo di tale sistema è quello di incentivare gli utenti connessi ad adottare profili di utilizzo della rete per raggiungere un accoppiamento ottimale di offerta-domanda tra distributore e utenti connessi [28].

Tale accoppiamento è attualmente perseguito implementando due modelli di Energy Charging: Il modello "CDCM", a livello complessivo infrastrutturale del DNO e l'altro il modello "DUoS", a livello più locale per la gestione degli end-user o end-prosumer.

- **Modello Common Distribution Charging Methodology (CDCM):** tale modello prevede che a livello di infrastruttura di distribuzione dell'energia elettrica, Extra High Voltage (EHV), High Voltage (HV) e Low Voltage (LV) vengano allocati i costi relativi al DNO. Ai "Demand Users", invece, vengono allocati dei costi in funzione del loro differente uso della network ai vari livelli

(EHV, HV, LV) e anche stimando il loro contributo al “Load Maximum Peak” complessivo della rete di distribuzione complessiva.

- **Modello Locational Distribution Use of System (DUoS):** tale modello viene applicato dai DNO agli end-users direttamente o con interposto un’ulteriore DNO indipendente che applicherà a sua volta lo stesso modello ai propri end-user. Anche nel caso di una Micro-Grid interconnessa in interoperabilità con un DNO, il gestore della Micro-Grid applicherà il modello DUoS per la gestione delle Nano-Grid partecipanti a tale Energy Community.

Il modello DUoS o Locational “Distribution Use of System” prevede che la sola “Exported Energy” degli end-users verso i livelli superiori della distribuzione elettrica generi dei crediti (Credits) che verranno sottratti in varie modalità dai costi (Charge) caricati sull’end-users stessi. L’energia prodotta dall’end-user “non exported”, invece, non genererà dei crediti, ma si presume che venga utilizzata in autoconsumo, accumulata, oppure utilizzata per servizi gestionali a supporto, ad esempio del gestore della Energy Community. La mancanza di remunerazione è sostenuta dal principio che tale Energia concorre ad abbassare il costo complessivo del DNO o della Energy Community.

Da evidenziare anche che già in fase contrattuale con un DNO o un gestore di Energy Community gli utenti finali avranno possibilità di ottenere dei costi applicati differenziati in funzione della propria potenziale offerta di energia a servizio della infrastruttura di distribuzione. Inoltre, durante l’operatività, ogni end-user potrà modulare ulteriormente il costo dell’energia attraverso l’acquisizione di crediti relativi alla “Exported Energy” che sarà in grado di generare a beneficio dei vari livelli superiori della complessiva rete di distribuzione. Altro aspetto da sottolineare è che, nel sistema anglosassone, tra i servizi del DNO viene offerto un Metering Service al quale l’utente finale può accedere, sia durante la fase contrattuale, che successivamente, allo scopo di avvicinarsi il più possibile al Matching di offerta-domanda tra DNO e l’utente finale stesso.

In ambito Energy Community è stata sviluppata, dalla Open Utility Company, una piattaforma software denominata Piclo Flex (prima versione Piclo Match) per la gestione del mercato energetico decentralizzato [27] [28]. Tale piattaforma offre un servizio di peer-to-peer energy matching che implementa il modello DUoS, sopra descritto, per ottenere il miglior Locational Matching di domanda-offerta di energia elettrica previsto dalla rete di distribuzione nei livelli superiori a più alta priorità.

Dal sistema anglosassone è possibile ipotizzare e valutare l’introduzione nella gestione della Micro-Grid di ComESTo un ulteriore KPI che indichi il grado di Locational Matching relativo alla domanda-offerta prevista, a livello superiore, degli eventuali DSO collegati in interoperabilità con la Micro-Grid stessa.

Negli Stati Uniti d’America è presente la Brooklyn Microgrid: Permissioned Ethereum Blockchain platform for peer-to-peer energy transaction trading. La piattaforma Brooklyn Microgrid è stata sviluppata dalla LO3 Energy in collaborazione con Siemens ed è stata implementata, come progetto pilota, nel 2016 a New York [29]. Attualmente il team di LO3 Energy ha sviluppato una più evoluta piattaforma, basata sempre su tecnologia Data Permissioned Blockchain, denominata Exergy Platform

[30]. La nuova piattaforma è idonea per la gestione di mercati energetici localizzati ed interconnessi con infrastrutture di distribuzione di livello superiore.

In Olanda è presente la VandeBron, è una Green Energy private company fondata nel 2013 ed operativa dal 2014. Non è produttore di energia, ma attraverso la loro piattaforma, attualmente fornisce a 180.000 households, energia elettrica e gas di 200 produttori indipendenti costituiti soprattutto da Farm locali [31]. L'energia elettrica è prodotta principalmente da generatori eolici e in misura minore da fotovoltaico e biomassa. La piattaforma implementata permette agli utenti consumatori di stipulare contratti di fornitura scegliendo il produttore più idoneo, in base al prezzo di offerta, al tipo di generazione, al matching temporale tra domanda-offerta.

In Germania è presente la SonnenCommunity [32], fondata dal produttore tedesco di sistemi di accumulo elettrico SonnenBatterie, che si prefigge di raggiungere l'autonomia energetica dei loro partecipanti, principalmente di tipo domestico, implementando i loro sistemi di accumulo elettrico abbinati al fotovoltaico e mediante contratti basati su crediti energetici annuali.

Nel nord Europa è presente TenneT B.V., TSO nazionale olandese con sede ad Arnhem, ma operante anche in Germania attraverso la collegata TenneT TSO GmbH è uno dei maggiori TSO dell'area Olanda-Germania ed Europa Nord-Occidentale. TenneT può essere di particolare interesse per i progetti pilota che intende avviare in collaborazione con le sopra menzionate VandeBron e SonnenCommunity-SonnenBatterie. Il progetto pilota con SonnenCommunity prevede l'aggregazione dei loro home storage distribuiti per la costituzione di un Virtual Storage System a supporto della Grid di TenneT. Il progetto pilota con VandeBron, invece, prevede l'implementazione di un sistema Vehicle-to-Grid (V2G) a supporto del balance maintenance della TenneT Grid mediante la gestione dello storage distribuito dei veicoli elettrici all'interno della Energy Community di VandeBron. Nei due progetti pilota con SonnenCommunity e VandeBron, TenneT intende implementare una piattaforma in tecnologia Blockchain utilizzando il supporto di IBM attraverso la sua Open-Source-Based solution Blockchain technology [33].

5. I RISULTATI DELLA RICERCA

5.1. I benefici per l'utente finale conseguibili grazie all'impiego dell'accumulo distribuito in ambito residenziale e commerciale

La consapevolezza che l'impiego dei sistemi di accumulo in sistemi ibridi, nuovi o già esistenti, potesse portare a benefici per l'utente finale sia in ambito residenziale che commerciale vige oramai da tempo; i benefici comunemente noti sono l'aumento dell'autocosumo e la conseguente riduzione della bolletta. Da molti anni, sia nei Paesi Europei e che nel resto del mondo in generale, sono stati attivati meccanismi e schemi di sostegno al fine di incentivare l'adozione di tali sistemi di accumulo. Queste politiche di sostegno sono state determinanti, molto di più dell'iniziativa di singole imprese o di singoli mercati, poiché hanno ridotto abbondantemente il rischio di investimento, pertanto gli utenti finali ed i semplici cittadini, garantiti dal loro Governo, hanno potuto acquistare le tecnologie

anche nel caso di totale assenza di conoscenza e le hanno installate in tempi rapidi. Al contempo, il mercato è cresciuto rapidamente così come i posti di lavoro, i prezzi sono diminuiti altrettanto velocemente, nuovi utenti sono stati invogliati a prendere parte a questo processo, innescando un meccanismo virtuoso. Si consideri ad esempio il caso della Germania; una prima analisi costi-benefici delle politiche di incentivazione per sistemi di accumulo distribuito per il caso delle applicazioni commerciali ha mostrato una riduzione dei costi della bolletta pari al 30% ed una forte tasso di autoconsumo [40]. Per il caso delle applicazioni domestiche, una ulteriore analisi ha mostrato un risparmio in bolletta pari a circa 8% per sistemi ibridi fotovoltaico-batterie, supponendo il totale autoconsumo della energia prodotta dal generatore fotovoltaico [58]. Anche in Australia abbinare lo storage residenziale alla generazione distribuita ha restituito un interessante risparmio annuale medio compreso tra 100 e 350 dollari, valutato su un campione di 145 utenti con un sistema ibrido fotovoltaico-batterie [59]. Per altri 53 clienti residenziali Australiani il sistema ibrido generazione-accumulo ha determinato una riduzione del picco della domanda – media mensile - tra il 46% e il 64%, una riduzione della fluttuazione della domanda tra il 25% e il 49%, un aumento medio dell'autoconsumo tra il 24% e il 39% [60].

Per le famiglie-tipo nello Stato di New York l'accumulo domestico è stato lo strumento usato per attuare il servizio di load shifting; la combinazione accumulo-load shifting ha restituito significativi profitti monetari compresi tra il 4.3% al 24% [61]; per le famiglie-tipo Americane in generale, questa iniziativa restituisce profitti monetari mediamente maggiori, che vanno dal 10% al 31% della bolletta elettrica [62].

I benefici dell'accumulo quando abbinato alla generazione distribuita permangono anche nel caso di utenti aggregati come, ad esempio, nei quartieri composti da più edifici dove il consumo di energia elettrica e termica è totalmente compensato dalla generazione all'interno degli stessi edifici; sono questi i cosiddetti distretti energetici ad impatto energetico nullo (*Zero-Net Energy District*), esempio eccellente di sistemi energetici ibridi. Il costo complessivo del distretto è inferiore per il 28% rispetto ad un distretto convenzionale, le emissioni di CO₂ si riducono del 63%, i costi di progettazione ed esercizio del 13% [63]. L'accumulo dei sistemi ibridi consente anche un maggior grado di affidabilità degli utenti finali (*Customers Reliability*) senza la necessità di ricorrere ad importanti investimenti sulle reti elettriche [64]. Infine, per quegli utenti finali che sono soggetti a costi di sbilanciamento, la adozione dell'accumulo riduce i costi relativi agli squilibri e aumenta il reddito totale netto di circa 4.7% [65].

5.2. I benefici per la generazione distribuita da fonti rinnovabili conseguibili grazie all'impiego dell'accumulo distribuito nelle reti elettriche di distribuzione

Così come per il caso dei benefici agli utenti finali, anche la consapevolezza che l'impiego dei sistemi di accumulo nelle reti elettriche di distribuzione può portare benefici alla generazione di energia elettrica in generale e alla generazione distribuita da fonti rinnovabili non programmabili in particolare, vige oramai da molti anni. In tal senso, è stato già ampiamente dimostrato che i sistemi di accumulo sono un valido strumento di ausilio alla sicurezza, alla affidabilità ed alla flessibilità delle reti elettriche in generale. E' stato anche dimostrato che i problemi di congestione delle reti locali di

distribuzione possono essere risolti grazie alla gestione ottimizzata di sistemi di accumulo, specie se distribuito, anche in riferimento al mercato locale di energia elettrica in combinazione con i programmi di demand response. Le batterie rappresentano la principale tecnologia oggi disponibile sul mercato per la creazione di sistemi di accumulo, installati lungo le reti di distribuzione, abbinati e/o coordinati con sistemi di generazione eventualmente distribuita e da fonti rinnovabili non programmabili. Ma le batterie non sono l'unica tecnologia disponibile; l'eccesso di generazione di energia elettrica da impianti eolici può essere accumulato, ad esempio, nella forma di idrogeno; questa sarà successivamente utilizzata in combinazione a fuel cell per produrre energia elettrica, immessa nuovamente nella rete ma in maniera ottimizzata, pianificata e coordinata. È stato dimostrato che i benefici ottenuti dalla combinazione dell'accumulo ad idrogeno e programmi di demand response possono portare ad una riduzione della mancata generazione di energia da fonte eolica fino al 90% e una riduzione dei costi operativi giornalieri fino al 4.3% [49].

La richiesta di maggiore flessibilità per le reti elettriche è un tema assai studiato e sono state anche proposte soluzioni innovative, basate proprio sul binomio tra sistemi di accumulo e programmi di demand response avanzati [50] dove il problema è formulato con duplice funzione obiettivo: a) supportare la massimizzazione del profitto derivante dall'impiego di sistemi di accumulo distribuito e b) dedurre strategie commerciali di massimizzazione dei profitti a lungo termine [54]. È stato anche proposto un approccio distribuito alla risoluzione del problema del coordinamento dei sistemi di accumulo, specie se distribuiti, al fine di erogare un servizio di regolazione della frequenza; secondo tale approccio distribuito la responsabilità della regolazione e della stabilità è distribuita tra i diversi attuatori [55]. Infine, sono stati proposti programmi di demand response abbinati a sistemi di accumulo distribuiti e opportunamente coordinati per conseguire la totale conversione della generazione di energia da fonti rinnovabili per una intera regione come l'Ontario, Canada [57].

5.3. I benefici per il sistema di Trasmissione con l'utilizzo di sistemi ibridi e DR

La capacità di gestire autonomamente e localmente l'energia e la potenza elettrica in gioco, permette di sgravare il sistema elettrico da diversi impegni, in carico a TSO per la trasmissione ed al DSO per la distribuzione. Nello scenario che prevede una diffusione di sistemi ibridi e Demand Response vi è la possibilità di ottenere la regolazione della potenza già dai nodi foglia del sistema elettrico (a partire dalla rete di distribuzione), inducendo il TSO a minori sforzi sul sistema di trasmissione nazionale. Come riportato in [75], [76] i principali benefici ottenibili nel medio lungo periodo sono:

1) Riduzione della potenza trasferita in rete: con lo sviluppo della generazione distribuita, la regolazione locale e lo scambio energetico tra utenti (gestiti da un Aggregatore) sulla rete di distribuzione, si riduce la necessità di trasferire potenza dalla linea di trasmissione a quelle di distribuzione. È evidente come un indicatore efficace per poter misurare questo beneficio è rappresentato dai costi evitati per il trasferimento di potenza dalla linea di trasmissione a quella di distribuzione. Una valutazione potrebbe essere la quantità di potenza evitata da trasferire (Q) per il costo relativo costo (P) associato. Questo indicatore può essere valutato dai costi ($P \cdot Q$) in €/MWh ottenibili per il trasferimento di potenza dalla rete di trasmissione sulle linee sottese.

- 2) Differire/evitare investimenti in infrastrutture di trasmissione: la riduzione di potenza (o energia elettrica nel tempo) evita un adeguamento o espansione della rete che sarebbe stata altrimenti inevitabile per rispondere a esigenze inderogabili; l'indicatore per poter misurare il beneficio è rappresentato dal costo evitato per la realizzazione dell'infrastruttura espresso M€;
- 3) Incremento della capacità di trasporto verso altre zone elettriche (anche estero): Il soddisfacimento dei bisogni locali fa sì che si incrementi il tasso di "autosufficienza" con un minor transito sulle reti. Nel caso di elevati volumi di produzione vi è sempre più tendenza a diventare esportatori di energia elettrica piuttosto che importatori. L'indicatore per poter misurare il beneficio è rappresentato dalla quantità di energia trasportata (Q) scambiata tra zone elettriche;
- 4) Riduzioni delle congestioni intrazonali: Il minor transito di potenza sulle linee determina minori congestioni. Un valido indicatore per poter misurare il beneficio è rappresentato dai costi evitati/riduzione dei costi (€) per risolvere le congestioni di rete;
- 5) Riduzione delle inversioni dei flussi di potenza dalle reti di distribuzione: l'indicatore per poter misurare il beneficio 'riduzione delle inversioni dei flussi di potenza dalle reti di distribuzione' è rappresentato dai costi evitati per interrompere la risalita di potenza sulle linee di AT (€); allo stesso tempo la riduzione del numero di h con inversione dei flussi;
- 6) Variazione (riduzione) della potenza generata da centrali termoelettriche ed esternalità negative associate all'aumento di emissioni di CO₂ e non: l'indicatore associato per poter misurare il beneficio sono i costi associati alla riduzione di CO₂ (t/anno) e i costi di dispacciamento evitati per tenere in funzione le centrali termoelettriche (€);
- 7) Variazione (riduzione) dei costi per servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento: l'indicatore associato riguarda gli effetti e la variazione di costo associato al mercato dei servizi di dispacciamento (€)
- 8) Variazione (riduzione) delle perdite di rete: Il minor transito di potenza sulle reti di trasmissione si traduce in minori perdite. Il costo associato è misurabile tramite il valore di perdita associato alla linea (es. % perdite per punti di prelievo: 3,8% in MT e 10,4 in BT; per punti di immissione: 2,3% in MT e 5,2% in BT). L'indicatore per la valutazione del beneficio corrisponde alla riduzione delle perdite di linea è rappresentato da $(Q * \% * PUN)$, dove: Q rappresenta la quantità di energia non transitata sulla rete, % il valore di perdite associato alla tipologia di linea [76] e PUN il prezzo unico nazionale dell'energia (€);
- 9) Variazione (riduzione) dell'energia non fornita: ci sono diversi casi ma generalmente è pari alla potenza della rete disalimentata per il valore dell'energia; l'indicatore per misurare il beneficio dell'energia "non fornita" è misurabile tramite il costo di trasporto dell'energia non fornita (€/MWh);

10) Variazione (incremento) della Resilienza del sistema: a fronte di eventi meteo estremi di forte impatto; il beneficio sostanziale dell'attivazione di risorse distribuite, controllate tramite sistemi ibridi come le Nano-Microgrids, consiste nella capacità di garantire, grazie al funzionamento in isola, la continuità di alimentazione agli utenti anche in particolari situazioni di emergenza. È possibile misurare il beneficio tramite la valutazione dei costi per garantire l'alimentazione agli utenti per la messa in sicurezza del sistema a fronte di eventi estremi (€) ma anche in termini di riduzione del rischio di mancata alimentazione degli utenti in termini di giorni di blackout;

11) Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabili (FER): si tratta delle situazioni in cui la generazione deve essere tagliata per evitare sovraccarichi. L'utilizzo dei sistemi ibridi porta alla riduzione di rischio legata alla over-generation degli impianti. Il beneficio è misurabile tramite la quota di energia non acquistata dal sistema elettrico, il costo associato alla mancata produzione di alcuni grandi impianti rinnovabili e (€) o dalla quantità di energia (MWh).

È possibile prevedere anche indicatori più generali come:

- Indicatore di welfare socio-economico (SEW) correlato al funzionamento del mercato dell'energia e all'incremento di limiti di transito tra zone;
- Costi evitati o differiti (o, con segno negativo, costi addizionali) relativi a capacità di generazione soggetta a regimi di remunerazione che integrano o sostituiscono i proventi dei mercati dell'energia e del mercato per il servizio di dispacciamento.

5.4. I benefici sul sistema di distribuzione dell'utilizzo di sistemi di accumulo integrati in nanogrid e dall'adozione di programmi di DR

5.4.1. I programmi di DR

Rispetto alle manifestazioni già avvenute in passato, le più moderne applicazioni del DR sono potenzialmente capaci di fornire una più ampia e mirata gamma di servizi per la gestione della rete di distribuzione [12]. In contrasto col più tradizionale approccio sistemico, programmi di DR più sofisticati mirano a supportare le operazioni di regolazione di rete a livello sempre più locale e puntuale, richiedendo una sempre più granulare conoscenza dello stato della rete e degli asset a questa connessi.

L'integrazione del DR rende necessario l'utilizzo di nuove tecnologie e metodologie, motivo per cui le aziende distributrici stanno investendo sempre più in:

- sistemi di gestione e comunicazione intelligente tra i vari nodi di rete;
- sistemi di raccolta ed elaborazione dati;
- dispositivi per il monitoraggio dei consumi e la comunicazione di segnali di prezzo a livello utenza.

L'adattamento del comportamento energetico dell'utenza in risposta a specifiche esigenze presuppone l'esistenza di meccanismi di incentivazione adeguati. In base a questi ultimi, come già

introdotta al paragrafo 4.0, i programmi di DR sono divisi in due macro-gruppi: programmi *price-based* e programmi *incentive-based* [13]. Nei primi, la domanda adatta dinamicamente il proprio profilo di generazione/consumo in risposta a segnali di prezzo relativi al costo dell'energia nelle diverse ore della giornata (TOU – Time of Use, RTP – Real Time Pricing, CPP – Critical Peak Pricing). Nella seconda categoria invece, la modulazione dei profili di generazione/consumo degli utenti risponde a degli incentivi corrisposti dall'operatore di sistema per l'erogazione di servizi di flessibilità per la regolazione [13].

Certamente non tutte le tipologie di carico si prestano alla modulazione del profilo di consumo di energia elettrica. In base a tale caratteristica lo studio in [14] suddivide i carichi in:

- **Non Controllabili (NC)**, quando il profilo di consumo non può essere modulato (per es. dispositivi di riproduzione multimediale, elettrodomestici da cucina);
- **Spostabili ma non Interrompibili (SNI)**, dispositivi il cui funzionamento prevede una serie di fasi che sono spostabili nel tempo ma non interrompibili una volta avviate (per es. lavatrici, lavastoviglie);
- **Spostabili e Interrompibili (SI)**, quando le fasi di funzionamento delle apparecchiature sono modulabili entro determinati range (per es. sistemi di accumulo energetico).

Sicuramente l'ultima categoria è quella che più si presta ad apportare benefici nell'attuazione di programmi di DR, anche se l'introduzione della nanogrid, permettendo l'integrazione e il coordinamento di più risorse energetiche in un'unica piattaforma, apre scenari interessanti per il coinvolgimento di tutte le tipologie di carico nell'ottimizzazione degli scambi energetici utenza - rete di distribuzione.

Gli studi presenti in letteratura riportano importanti potenziali benefici sia per il distributore che per i clienti nell'implementazione di programmi di DR:

- Riduzione del carico giornaliero nelle ore di maggiore richiesta (peak hours) e lo spostamento della domanda in periodi di minore richiesta (off-peak hours) [15].
- Maggiore sicurezza e affidabilità della rete, poichè si riduce il grado di sollecitazione dei suoi componenti [15];
- Riduzione della volatilità del mercato energetico e del prezzo dell'energia elettrica attraverso un controllo puntuale del distributore e maggiore consapevolezza del cliente [2];
- Posticipo di interventi strutturali di espansione della rete particolarmente costosi o con un elevato impatto ambientale [16] [17];
- Supporto nella gestione delle congestioni, nel controllo della tensione e della frequenza e riduzione delle perdite [16];
- Funzionamento in isola [16] e capacità di supportare il ripristino del sistema in caso di guasto, riducendo così la durata delle interruzioni con conseguenti miglioramenti sugli indicatori di qualità del servizio [2].

Un interessante caso d'uso (*load scheduling*, basato su un meccanismo di *dynamic pricing*, finalizzato alla *cost minimization* e al *peak shaving*) è riportato in [14] e [18], dove viene presa in analisi l'ottimizzazione del profilo di ricarica di veicoli elettrici di una tipica utenza in Belgio. La batteria di questi ultimi, essendo utenza della tipologia SI, ben si presta alla rimodulabilità del profilo di ricarica in termini di intervalli temporali e potenza prelevata. Nell'implementazione simulata di un programma di DR, viene proposta l'adozione di un'ottimizzazione a due livelli del profilo di ricarica operata da un gestore energetico (Aggregatore) della flotta di veicoli elettrici: in un primo livello, mediante la ricezione di segnali di prezzo, viene scelto il profilo che minimizza il costo della ricarica, il secondo livello punta invece ad appiattire il profilo di potenza totale prelevata dalla cabina elettrica alimentante (PAR – Peak to Average Ratio minimization).

I risultati di tale simulazione (Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.) restituiscono i benefici che tale impostazione di DR apporterebbe sia ai possessori dei veicoli elettrici, che risparmierebbero sul costo della ricarica, che all'operatore di sistema, il quale vedrebbe minimizzato il picco di prelievo dai trasformatori delle proprie cabine secondarie. Interessante notare come inevitabilmente il secondo livello di ottimizzazione allontani i risultati del primo livello dall'ottimo economico. In [14] è stimato che una deviazione (δ) del 5% dall'ottimo economico può ridurre il PAR per più del 33%, mentre la ripercussione economica individuale per un tipico cliente belga è quantificabile in meno di 50€ in un anno.

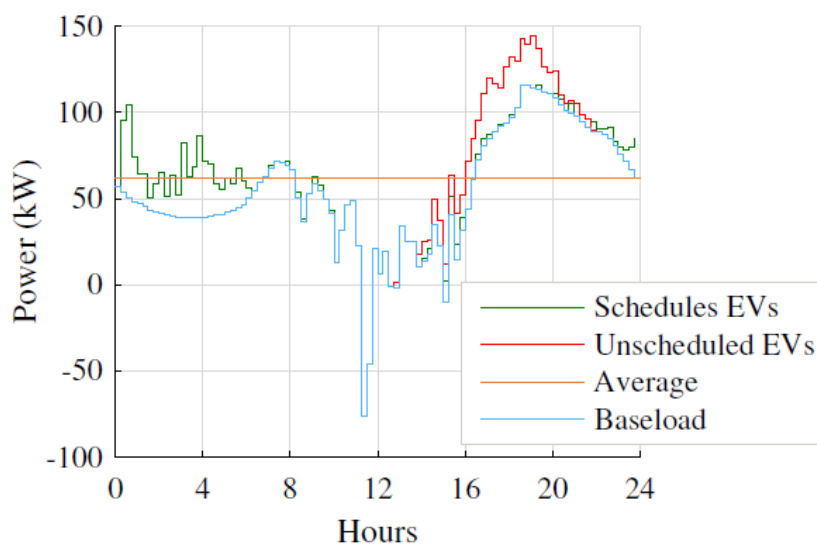


Figura 8 - Il profilo di potenza in uscita da una ipotetica cabina secondaria belga che alimenta una flotta di veicoli elettrici (EV). La curva azzurra rappresenta il baseload (consumo tipico di un insieme di abitazioni in Belgio, ricavato dai profili di carico sintetici forniti da SYNERGRID [19]); la curva rossa rappresenta il profilo di ricarica non ottimizzato tramite DR; la curva verde rappresenta il profilo ottimizzato dai due livelli di ottimizzazione, con una deviazione (δ) del 5% dall'ottimo economico [14].

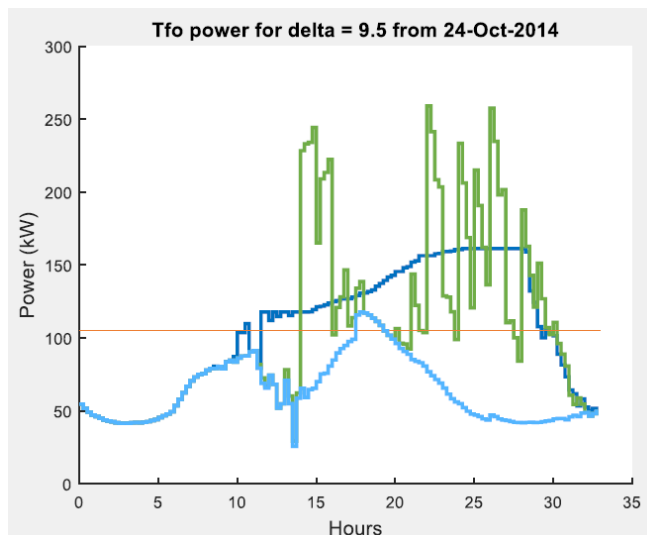


Figura 9 - i profili di potenza in uscita da una ipotetica cabina secondaria belga che alimenta una flotta di veicoli elettrici (EV). La curva azzurra rappresenta il baseload (consumo tipico di un insieme di abitazioni in Belgio, ricavato dai profili di carico sintetici forniti da SYNERGRID [19]); la curva verde rappresenta il profilo in uscita dal primo livello di ottimizzazione (quindi rispetto al costo dell'energia); la curva blu rappresenta il profilo restituito dal secondo livello di ottimizzazione, con una deviazione (□) del 9,5% dall'ottimo economico [18].

Certamente all'aumentare del numero di veicoli elettrici in carica alimentati da una stessa cabina secondaria, minimizzare il PAR mantenendo bassa la deviazione □ diventa più complicato [18]. Nel caso rappresentato in per esempio si è raggiunto un valore del 9,5%.

Le simulazioni svolte confermano le potenzialità del DR per la gestione attiva della rete di distribuzione: la flessibilità del carico, a fronte di uno "svantaggio economico" per l'utente, peraltro compensabile tramite la remunerazione per l'erogazione del servizio di regolazione da parte dell'operatore di sistema, ha permesso di ridurre significativamente i picchi di domanda scongiurando il rischio di sovraccarico dei trasformatori e delle linee.

Certamente a seconda della gravità del caso questa non può ancora essere considerata una soluzione permanente, essendo necessario, per ragioni di affidabilità di esercizio, garantire un certo livello di ridondanza nel dimensionamento della rete. Ciononostante, nel breve termine e per livelli di saturazione contenuti, potrebbe sicuramente rappresentare un aiuto permettendo, quantomeno, il differimento della costruzione di nuove infrastrutture [17].

Una ulteriore interessante potenzialità del DR, legata alla possibilità di erogare/assorbire energia in maniera intermittente e con rampe di salita/discisa regolabili, consiste nel supporto alle performance dinamiche della rete, e quindi nella possibilità di erogare servizi ancillari al sistema di distribuzione quali la riduzione del carico in condizioni di emergenza, il bilanciamento tra carico e produzione per il controllo della tensione e la regolazione di frequenza [2]. Sebbene riportata in letteratura, nel contesto italiano quest'ultima possibilità è stata attualmente scartata da ARERA nel DCO 322/19.

E' opportuno evidenziare che quanto appena introdotto è realizzabile tramite appositi programmi di DR concepiti per la risposta rapida alle richieste di attivazione dell'operatore di sistema, che contemplino l'utilizzo di adeguate tecnologie di accumulo/produzione energetica a rampa (di salita

e/o discesa) rapida, il che esclude le tradizionali utenze residenziali/commerciali a lenta dinamica di carico.

5.4.2. I sistemi di accumulo integrati in Nanogrid

I sistemi di accumulo integrati con nanogrid possono sicuramente costituire la risposta tecnologica alle esigenze di regolazione. Questo poiché abilitano la possibilità di assorbire discontinuità di produzione/domanda secondo dinamiche e rampe di assorbimento/immissione regolabili entro certi intervalli [20] [21].

Nel paragrafo precedente abbiamo descritto un caso di come dei sistemi di accumulo energetico come le batterie dei veicoli elettrici possano supportare le operazioni di esercizio della rete di distribuzione. In letteratura, gli studi che indagano sui potenziali benefici apportabili dai sistemi di accumulo sulle reti di distribuzione convergono sul riconoscere che lo storage, opportunamente coordinato, mitiga l'effetto perturbativo sulle reti causato dal funzionamento delle unità di produzione da fonte rinnovabile [22] [23] [20], favorendone quindi l'integrazione. I benefici riguardano:

- miglioramento della qualità della tensione;
- mitigazione intermittenza/imprevedibilità degli impianti di produzione da fonti rinnovabili;
- facilitazione attivazione meccanismi di load shifting/demand shaping;
- livellamento del profilo di carico e peak shaving;
- supporto nel bilanciamento tra domanda e offerta e nella gestione delle congestioni.

Ai fini delle operazioni di regolazione della rete, l'efficacia di un sistema di accumulo dipende dalla tecnologia utilizzata, dal dimensionamento, dalla strategia di controllo delle operazioni di carica/scarica e dalle caratteristiche impiantistiche di rete nel punto di connessione. Ad esempio, una regolazione di tensione mediante iniezione di potenza attiva è tanto più efficace quanto più la potenza dell'impianto che fornisce il servizio sia rilevante rispetto alla potenza di corto circuito della rete vista al punto di allaccio, ma anche quanto più nella rete sia alto il rapporto tra resistenza e reattanza (tanto più una rete è reattiva tanto più diventa efficace la regolazione tramite iniezione/assorbimento di potenza reattiva rispetto a quella attiva [20]).

Per quanto riguarda le soluzioni tecnologiche, seppure oggi ne esistano un ampio ventaglio, non tutte sono adatte a soddisfare tutte le applicazioni possibili: ad esempio i super capacitori possono fornire un elevato contributo in potenza, ma avendo poca capacità energetica sono poco sfruttabili per l'erogazione continuativa di energia. A tal proposito la **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** riporta una panoramica delle applicazioni più indicate in relazione alle varie tipologie di storage. La tecnologia elettrochimica sembra avere le potenzialità di regolazione più alte. Soluzioni alternative potrebbero prevedere l'integrazione di più tecnologie di storage in un unico sistema ibrido capace di soddisfare più esigenze di regolazione [22].

Tabella 5 - applicazioni delle tecnologie di storage nella gestione attiva delle reti [23].

Technology	Applications							
	Power Quality	Energy Management	RES Integration	Peak Shaving	Time Shifting	Load Levelling	Black Start	Voltage Regulation
(1) Electrical								
Capacitor	✓							
Supercapacitor	✓							◆
SMES	✓		✓					◆
(2) Mechanical								
PHS		✓		✓	✓	✓		
ES (Large-scale)		✓		✓	✓	✓		
FES	✓	◆	✓					◆
(3) Electrochemical								
Lead-acid	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
UltraBattery	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
NaS	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Li-ion	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
NiCd	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Metal-air	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓
VRB	◆	✓	✓	◆	◆	◆	✓	✓
ZnBr	◆	✓	✓	◆	◆	◆	✓	✓
(4) Thermochemical								
Solar fuel				◆	◆			
(5) Chemical								
H ₂ Fuel Cell		◆	✓	◆	◆	◆	◆	
(6) Thermal								
CES		✓		◆	◆	◆	◆	
AL-TES		✓		◆	◆	◆	◆	
HT-TES		✓		◆	◆	◆	◆	
✓ = Proven ◆ = Promising								

Per il gestore della rete di distribuzione, la scelta di installare un sistema di storage ad hoc di proprietà è sicuramente una delle opzioni adottabili per far fronte a particolari criticità rilevate [24].

Per riuscire a sfruttare lo storage di proprietà dell'utente nelle operazioni di regolazione di rete, la cui diffusione territoriale e le caratteristiche (taglia, tecnologia, sistema di controllo) non sono facilmente prevedibili, è opportuno fare leva su:

- implementazione di programmi di DR, al fine di incentivare l'utenza alla partecipazione attiva;
- gestione aggregata delle risorse, affinché l'apporto alle operazioni di regolazione sia consistente;
- nuove funzioni nel centro di controllo del DSO [10];
- piattaforme per l'integrazione delle risorse energetiche del singolo utente e per la gestione del coordinamento di più utenti.

A tal proposito, in ComESTo la tecnologia abilitante è rappresentata dalla nanogrid, la mini-rete DC domestica Smart capace di connettere le diverse risorse in possesso dell'utente e di scambiare segnali di misura/comandi con l'aggregatore [25]. L'integrazione in nanogrid presenta importanti potenzialità in quanto faciliterebbe, a livello di singolo utente, come anche a livello aggregato, la gestibilità dei profili di potenza scambiati con la rete e il coordinamento con altre risorse energetiche interne ed esterne [26]. Tali possibilità di gestione permettono di convertire l'intermittenza e l'imprevedibilità della produzione da rinnovabili in un sistema, del tutto assimilabile a una Virtual Power Plant [21], di producibilità prevedibile ed affidabile, con un profilo di scambio con la rete razionalizzabile secondo le esigenze [22].

5.5. Sintesi risultati

In tabella 6 si riportano i principali vantaggi e svantaggi, per il sistema di distribuzione, derivanti dall'adozione di programmi di DR e dalla presenza in rete di sistemi di accumulo distribuito integrati in nanogrid.

Tabella 6 - sintesi dei principali vantaggi e svantaggi legati all'adozione di programmi di DR e all'utilizzo di accumulo distribuito integrato in nanogrid sul sistema di distribuzione,

Sistema di distribuzione		DR	Accumulo integrato in nanogrid
Vantaggi	Monitoraggio e controllo attivo dei parametri di rete	Migliore gestione dei flussi di potenza nelle reti (peak shaving, load shifting, congestioni)	Facilitazione attivazione meccanismi di load shifting, demand shaping, peak shaving.
		Migliore sfruttamento (minore sollecitazione e quindi invecchiamento) delle componenti di rete	Migliori possibilità di assorbire discontinuità di produzione/domanda, secondo dinamiche (rampe di assorbimento/immissione) regolabili entro range più ampi
		Possibilità di offrire servizi di regolazione per il controllo della tensione e la risoluzione delle congestioni, il funzionamento in isola e il supporto al ripristino del sistema in caso di guasti	L'integrazione e il coordinamento di più risorse energetiche aumenta la flessibilità e quindi la modulabilità della domanda
		Supporto al bilanciamento tra produzione e carico, specialmente in condizioni di emergenza	Miglioramento delle prestazioni dinamiche (rampe) per l'erogazione di servizi
	Investimenti	Possibilità di usufruire della partecipazione attiva della domanda per differire/annullare interventi infrastrutturali onerosi dal punto di vista economico e ambientale	Convertire l'intermittenza e l'imprevedibilità della produzione de FER in un sistema di produttività prevedibile ed affidabile (Virtual Power Plant)
	Mercato	Riduzione della volatilità del mercato energetico e del prezzo dell'energia, grazie a una maggiore consapevolezza degli utenti	Abilitazione di un maggiore bacino di utenza grazie all'integrazione di più tecnologie
Svantaggi	Affidabilità	Nei casi più critici la gestione attiva della domanda non può essere considerata un'alternativa affidabile agli interventi infrastrutturali.	Difficoltà di previsione dello sviluppo dei sistemi ibridi di proprietà dell'utenza (taglia, tecnologia, sistema di controllo delle risorse energetiche)
	Efficienza delle ottimizzazioni	Possibili contrasti tra le ottimizzazioni dei singoli utenti e l'ottimizzazione di sistema.	
		Necessaria un'adeguata aggregazione in termini di volumi perché il supporto alla gestione attiva della rete sia consistente	
Adeguamento tecnologico	Necessità di implementare nuove funzioni nel centro di controllo del DSO. Programmi più sofisticati richiedono una sempre più granulare conoscenza dello stato della rete e dei dispositivi a questa connessi, sempre più in prossimità del tempo reale		

5.6. Principali indicatori di qualità e prestazione di un sistema ibrido

La maggior parte degli indicatori proposti si intendono in quanto tali, ovvero non è stato indicato quantitativamente un intervallo di validità o accettabilità. Si ritiene che andranno stabiliti i loro intervalli-limiti di accettabilità attraverso la retroazione, monitorando gli stessi nel tempo e applicando una metodologia di adattamento continuo.

Gli indicatori e parametri specifici che concorrono in una valutazione della qualità e prestazione offerta dal modello di Grid proposto in ComESTo, immessa all'interno di una Community, possono appartenere a classi eterogenee, ovvero di tipo tecnico, ambientale, economico, sociale e legale [34] [35] [36] [37] [38] [39] [40].

Di seguito si elencano gli indicatori-parametri principali da considerare per valutare capacità, adeguatezza, sicurezza e resilienza del modello di Grid di ComESTo.

- **Utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili:** percentuale o quantità della richiesta di energia elettrica e termica richiesta dagli utenti soddisfatta con fonti energetiche rinnovabili.
- **Utilizzo delle fonti energetiche locali:** percentuale o quantità della richiesta di energia elettrica e termica richiesta dagli utenti soddisfatta con fonti energetiche disponibili in loco.
- **Peak shaving:** percentuale o quantità della riduzione del picco di potenza richiesto alla rete di alimentazione.
- **Load levelling:** percentuale o quantità di riduzione del picco di potenza richiesto dalla specifica utenza collegata alla Micro-Grid.
- **Riduzione dei tagli di produzione rinnovabile:** percentuale o quantità della riduzione (o aumento dello sfruttamento) dell'energia prodotta da fonti rinnovabili locali.
- **Energia persa evitata:** Indicatore di perdite di rete evitate rispetto all'approvvigionamento equivalente da rete convenzionale.
- **Rapporto tra potenza prodotta in loco e potenza richiesta dagli utenti della Micro-Grid:** rapporto o percentuale oraria dei due picchi di potenza.
- **Numero di fuori-servizio:** numero di interruzioni del prelievo o della fornitura di energia.
- **Tempo di fuori-servizio:** ore o minuti di interruzione del prelievo o della fornitura di energia.
- **Energia di fuori-servizio:** quantità di energia non prelevata o non fornita dall'utente o dall'impianto di produzione durante le fasi di fuori-servizio.
- **Indice di flessibilità della domanda:** differenza tra l'energia differita nella nuova configurazione rispetto alla configurazione precedente.
- **Indice di correlazione tra "Signal Price" e grado di efficienza energetica-economica aggregata e globale della Grid:** indice di influenza ed impatto della "Signal Price" sul grado di efficienza aggregato e globale della Micro-Grid. Dalla valutazione di tale indicatore è possibile agire, in retroazione, sui modelli di formazione dei prezzi adottati ottenendo così una maggiore qualità-efficienza dinamica generale della Micro-Grid, nonché una migliore funzione di Demand-Response.

6. CONCLUSIONI

Da quanto sopra descritto risulta evidente che l'impiego dei sistemi di accumulo distribuito in ambito residenziale e commerciale porta benefici agli utenti finali, anche grazie alle importanti politiche governative attuate in molti Paesi nel mondo a supporto di questi sistemi che hanno consentito una rapida stabilizzazione del mercato. Nelle applicazioni commerciali e residenziali, i sistemi di accumulo distribuito possono ridurre la spesa in bolletta del 30% e del 8%, rispettivamente; il risparmio medio arrivare al 24% o anche 350 dollari per anno per famiglia. Nel caso di aggregatori e distretti energetici Zero-Net-Energy, il costo complessivo del ditretto può decrescere del 28%. Infine, l'accumulo distribuito può aumentare il reddito netto del 5% circa per quegli utenti che producono energia e sono soggetti a costi di sbilanciamento.

L'impiego dei sistemi di accumulo distribuito nelle reti elettriche di distribuzione, inoltre, porta benefici alla generazione distribuita da fonti rinnovabili non programmabili poiché si è dimostrato possono essere un ausilio alla sicurezza, alla affidabilità ed alla flessibilità delle reti elettriche stesse. Bisogna sottolineare, però, che ad oggi i sistemi di accumulo distribuiti non offrono servizi ai gestori delle reti, eccetto casi di progetti pilota o casi assai particolari e specifici; questo perché i ricavi per servizi resi sono ancora assai inferiori ai costi. Tenuto conto del decrescere del costo delle batterie, si ritiene che, a breve, le analisi costi-benefici restituiranno risultati opposti a quelli attuali. Si tratta allora solo di attendere, visto che i ricercatori hanno già scientificamente risolto in modo ottimale i problemi combinati *capacità & posizionamento* dei sistemi di accumulo distribuiti anche su larga scala cioè su reti elettriche con un numero elevato di nodi.

Si evidenzia che l'utilizzo degli impianti termoelettrici convenzionali risulta poco conveniente rispetto a quello degli impianti a fonti rinnovabili nella partecipazione ai meccanismi di demand response, data la convenienza economica sempre più sbilanciata verso le rinnovabili, anche per effetto delle politiche energetiche e di incentivazione alle FER. La necessità di rispondere alle problematiche ambientali promuovendo le fonti rinnovabili, incrementerà ulteriormente questo divario economico. In ottica evolutiva di elettrificazione sempre maggiore dei consumi finali e maggiore diffusione delle FER non programmabili, la sicurezza ed efficienza della rete potrà essere garantita dalla coesistenza di impianti termoelettrici tradizionali e rinnovabili con ruoli diversi. Mentre agli impianti FER, insieme alle risorse di carico controllabile, potrà essere assegnato il compito di fornire flessibilità alla rete, alle centrali tradizionali e, a tendere, ai sistemi di accumulo, potrà essere demandato il ruolo di dispositivi atti a garantire la sicurezza del sistema elettrico.

E' stato evidenziato che l'attuazione di programmi di demand response risulti avere un importantissimo potenziale sia per gli operatori di sistema che per i clienti. Questi ultimi potrebbero ottenere benefici dal vantaggio economico derivante dalla remunerazione dei servizi offerti al sistema, ma anche dalla modulazione efficiente dei propri profili di consumo/produzione nelle ore di maggior convenienza.

Sono stati individuati opportuni indicatori per la valutazione dei benefici in termini di capacità, adeguatezza, sicurezza e resilienza. Obiettivo finale dei KPI definiti è quello di consentire una corretta valutazione delle prestazioni del sistema al fine di sostenere e rispondere in modo efficace alla richiesta dell'utente, permettendo maggiore stabilità e flessibilità di rete con un efficiente utilizzo delle infrastrutture e delle risorse energetiche.

7. BIBLIOGRAFIA

- [1] Cia Alves EE, Steiner A, de Almeida Medeiros M, da Silva MEA. From a breeze to the four winds: A panel analysis of the international diffusion of renewable energy incentive policies (2005–2015). *Energy Policy* 2019;125:317–29. doi:10.1016/j.enpol.2018.10.064.
- [2] Liu W, Zhang X, Feng S. Does renewable energy policy work? Evidence from a panel data analysis. *Renew Energy* 2019;135:635–42. doi:10.1016/j.renene.2018.12.037.
- [3] Matschoss P, Bayer B, Thomas H, Marian A. The German incentive regulation and its practical impact on the grid integration of renewable energy systems. *Renew Energy* 2019;134:727–38. doi:10.1016/j.renene.2018.10.103.
- [4] Nicolli F, Vona F. Energy market liberalization and renewable energy policies in OECD countries. *Energy Policy* 2019;128:853–67. doi:10.1016/j.enpol.2019.01.018.
- [5] Blazquez J, Fuentes-Bracamontes R, Bollino CA, Nezamuddin N. The renewable energy policy Paradox. *Renew Sustain Energy Rev* 2018;82:1–5. doi:10.1016/J.RSER.2017.09.002.
- [6] Nicolli F, Vona F. Energy market liberalization and renewable energy policies in OECD countries. *Energy Policy* 2019;128:853–67. doi:10.1016/J.ENPOL.2019.01.018.
- [7] Batinge B, Musango JK, Brent AC. Sustainable energy transition framework for unmet electricity markets. *Energy Policy* 2019;129:1090–9. doi:10.1016/j.enpol.2019.03.016.
- [8] Baldwin SM, Felder FA. Residential energy supply market: Unmet promises and needed reforms. *Electr J* 2019;32:31–8. doi:10.1016/j.tej.2019.02.003.
- [9] Hulshof D, Jepma C, Mulder M. Performance of markets for European renewable energy certificates. *Energy Policy* 2019;128:697–710. doi:10.1016/j.enpol.2019.01.051.
- [10] Davatgaran V, Saniei M, Mortazavi SS. Optimal bidding strategy for an energy hub in energy market. *Energy* 2018;148:482–93. doi:10.1016/j.energy.2018.01.174.
- [11] Helm C, Mier M. On the efficient market diffusion of intermittent renewable energies. *Energy Econ* 2019;80:812–30. doi:10.1016/j.eneco.2019.01.017.
- [12] Eadson W, Foden M. State, community and the negotiated construction of energy markets: Community energy policy in England. *Geoforum* 2019;100:21–31. doi:10.1016/j.geoforum.2019.02.006.
- [13] GSE - servizi - conto energia n.d.:<https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/con>.
- [14] Gersema G, Wozabal D. Risk-optimized pooling of intermittent renewable energy sources. *J Bank Financ* 2018;95:217–30. doi:10.1016/J.JBANKFIN.2017.03.016.
- [15] Baum Z, Palatnik RR, Ayalon O, Elmakis D, Frant S. Harnessing households to mitigate renewables intermittency in the smart grid. *Renew Energy* 2019;132:1216–29. doi:10.1016/j.renene.2018.08.073.
- [16] Henriot A. Economic curtailment of intermittent renewable energy sources. *Energy Econ* 2015;49:370–9. doi:10.1016/j.eneco.2015.03.002.
- [17] Notton G, Nivet ML, Voyant C, Paoli C, Darras C, Motte F, et al. Intermittent and stochastic character of renewable energy sources: Consequences, cost of intermittence and benefit of forecasting. *Renew Sustain Energy Rev* 2018;87:96–105. doi:10.1016/j.rser.2018.02.007.
- [18] CESI. Analisi delle modalità di controllo degli impianti di produzione a ciclo combinato: studio di modalità alternative di regolazione frequenza/potenza. 2003.
- [19] Ricerca sistema Energetico (RSE). I sistemi di accumulo elettrochimico: prospettive e opportunità. 2017.
- [20] Ye R, Chen HY, Lou EJ, Lu RG. The coordination between primary and secondary frequency control based on differential games. *Conf Proc - 2012 IEEE 7th Int Power Electron Motion Control Conf - ECCE Asia, IPEMC 2012* 2012;4:2687–93. doi:10.1109/IPEMC.2012.6259287.
- [21] TERNA. 231-13 2013.
- [22] ARERA. 231-13 2013:1–10.
- [23] ARERA. 066-14 2014; 2014:1–5.
- [24] ARERA. 300-2017 2017; 2004:1–22.
- [25] ARERA. 402-2018 2018; 102:1–8.
- [26] ARERA. 422-2018 2018; 102:1–12.
- [27] Jordehi AR. Optimisation of demand response in electric power systems, a review. *Renew Sustain Energy Rev*

- 2019;103:308–19. doi:10.1016/j.rser.2018.12.054.
- [28] Wu YK, Tang KT. Frequency support by demand response – Review and analysis. *Energy Procedia* 2019;156:327–31. doi:10.1016/j.egypro.2018.11.150.
- [29] Yan X, Ozturk Y, Hu Z, Song Y. A review on price-driven residential demand response. *Renew Sustain Energy Rev* 2018;96:411–9. doi:10.1016/j.rser.2018.08.003.
- [30] Chen Y, Xu P, Gu J, Schmidt F, Li W. Measures to improve energy demand flexibility in buildings for demand response (DR): A review. *Energy Build* 2018;177:125–39. doi:10.1016/j.enbuild.2018.08.003.
- [31] Hussain M, Gao Y. A review of demand response in an efficient smart grid environment. *Electr J* 2018;31:55–63. doi:10.1016/j.tej.2018.06.003.
- [32] Wang J, Zhong H, Ma Z, Xia Q, Kang C. Review and prospect of integrated demand response in the multi-energy system. *Appl Energy* 2017;202:772–82. doi:10.1016/j.apenergy.2017.05.150.
- [33] Tarish H, Hang O, Elmenreich W. A review of residential demand response of smart grid. *Renew Sustain Energy Rev* 2016;59:166–78. doi:10.1016/j.rser.2016.01.016.
- [34] Wilcox T, Jin N, Flach P, Thumim J. A Big Data platform for smart meter data analytics. *Comput Ind* 2019;105:250–9. doi:10.1016/j.compind.2018.12.010.
- [35] Babar M, Arif F, Jan MA, Tan Z, Khan F. Urban data management system: Towards Big Data analytics for Internet of Things based smart urban environment using customized Hadoop. *Futur Gener Comput Syst* 2019;96:398–409. doi:10.1016/j.future.2019.02.035.
- [36] Yassine A, Singh S, Hossain MS, Muhammad G. IoT big data analytics for smart homes with fog and cloud computing. *Futur Gener Comput Syst* 2019;91:563–73. doi:10.1016/j.future.2018.08.040.
- [37] Tu C, He X, Shuai Z, Jiang F. Big data issues in smart grid – A review. *Renew Sustain Energy Rev* 2017;79:1099–107. doi:10.1016/j.rser.2017.05.134.
- [38] Ambrosio-Albalá P, Upham P, Bale CSE. Purely ornamental? Public perceptions of distributed energy storage in the United Kingdom. *Energy Res Soc Sci* 2019;48:139–50. doi:10.1016/j.erss.2018.09.014.
- [39] Azzuni A, Breyer C. Energy security and energy storage technologies. *Energy Procedia* 2018;155:237–58. doi:10.1016/j.egypro.2018.11.053.
- [40] Merei G, Moshövel J, Magnor D, Sauer DU. Optimization of self-consumption and techno-economic analysis of PV-battery systems in commercial applications. *Appl Energy* 2016;168:171–8. doi:10.1016/J.APENERGY.2016.01.083.
- [41] Baranes E, Jacqmin J, Poudou JC. Non-renewable and intermittent renewable energy sources: Friends and foes? *Energy Policy* 2017;111:58–67. doi:10.1016/j.enpol.2017.09.018.
- [42] Gersema G, Wozabal D. Risk-optimized pooling of intermittent renewable energy sources. *J Bank Financ* 2018;95:217–30. doi:10.1016/j.jbankfin.2017.03.016.
- [43] Benini M, Canevese S, Ciapessoni E, Cirio D, Gallanti M, Gatti A, et al. Il servizio di regolazione primaria tramite batteria: valutazioni tecnico-economiche (The primary frequency regulation using batteries: techno-economical evaluations). *Energ Elettr* 2015;91:9.
- [44] Khalid M, Savkin A V. Minimization and control of battery energy storage for wind power smoothing: Aggregated, distributed and semi-distributed storage. *Renew Energy* 2014;64:105–12. doi:10.1016/j.renene.2013.09.043.
- [45] Saber H, Moeini-Aghtaie M, Ehsan M. Developing a multi-objective framework for expansion planning studies of distributed energy storage systems (DESSs). *Energy* 2018;157:1079–89. doi:10.1016/j.energy.2018.06.081.
- [46] Menniti D, Pinnarelli A, Sorrentino N, Burgio A, Belli G. Management of storage systems in local electricity market to avoid renewable power curtailment in distribution network. 2014 Australas. Univ. Power Eng. Conf. AUPEC 2014 - Proc., 2014. doi:10.1109/AUPEC.2014.6966536.
- [47] Aghaei J, Nikoobakht A, Mardaneh M, Shafie-khah M, Catalão JPS. Transmission switching, demand response and energy storage systems in an innovative integrated scheme for managing the uncertainty of wind power generation. *Int J Electr Power Energy Syst* 2018;98:72–84. doi:10.1016/j.ijepes.2017.11.044.
- [48] Kalavani F, Mohammadi-Ivatloo B, Zare K. Optimal stochastic scheduling of cryogenic energy storage with wind power in the presence of a demand response program. *Renew Energy* 2019;130:268–80. doi:10.1016/j.renene.2018.06.070.
- [49] Mirzaei MA, Sadeghi Yazdankhah A, Mohammadi-Ivatloo B. Stochastic security-constrained operation of wind and hydrogen energy storage systems integrated with price-based demand response. *Int J Hydrogen Energy* 2018. doi:10.1016/j.ijhydene.2018.12.054.

- [50] Heydarian-Forushani E, Golshan MEH, Moghaddam MP, Shafie-Khah M, Catalão JPS. Robust scheduling of variable wind generation by coordination of bulk energy storages and demand response. *Energy Convers Manag* 2015;106:941–50. doi:10.1016/j.enconman.2015.09.074.
- [51] Das CK, Bass O, Kothapalli G, Mahmoud TS, Habibi D. Optimal placement of distributed energy storage systems in distribution networks using artificial bee colony algorithm. *Appl Energy* 2018;232:212–28. doi:10.1016/j.apenergy.2018.07.100.
- [52] Crossland AF, Jones D, Wade NS. Planning the location and rating of distributed energy storage in LV networks using a genetic algorithm with simulated annealing. *Int J Electr Power Energy Syst* 2014;59:103–10. doi:10.1016/j.ijepes.2014.02.001.
- [53] Nick M, Cherkaoui R, Paolone M. Optimal siting and sizing of distributed energy storage systems via alternating direction method of multipliers. *Int J Electr Power Energy Syst* 2015;72:33–9. doi:10.1016/j.ijepes.2015.02.008.
- [54] Moreno R, Moreira R, Strbac G. A MILP model for optimising multi-service portfolios of distributed energy storage. *Appl Energy* 2015;137:554–66. doi:10.1016/j.apenergy.2014.08.080.
- [55] DeMarco CL, Baone CA. Smart grid control design methods for distributed energy storage in frequency regulation markets. vol. 44. *IFAC*; 2011. doi:10.3182/20110828-6-IT-1002.03570.
- [56] Quesada J, Sebastián R, Castro M, Sainz JA. Control of inverters in a low-voltage microgrid with distributed battery energy storage. Part II: Secondary control. *Electr Power Syst Res* 2014;114:136–45. doi:10.1016/j.epr.2014.03.033.
- [57] Richardson DB, Harvey LDD. Optimizing renewable energy, demand response and energy storage to replace conventional fuels in Ontario, Canada. *Energy* 2015;93:1447–55. doi:10.1016/j.energy.2015.10.025.
- [58] M. Braun, K. Büdenbender and DM. Photovoltaic self-consumption in Germany using lithium-ion storage to increase self-consumed photovoltaic energy. *Proc. 24th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. Exhib. Hamburg, Ger. 2009, 2009.*
- [59] Ratnam EL, Weller SR, Kellett CM. An optimization-based approach to scheduling residential battery storage with solar PV: Assessing customer benefit. *Renew Energy* 2015;75:123–34. doi:10.1016/J.RENENE.2014.09.008.
- [60] Babacan O, Ratnam EL, Disfani VR, Kleissl J. Distributed energy storage system scheduling considering tariff structure, energy arbitrage and solar PV penetration. *Appl Energy* 2017;205:1384–93. doi:10.1016/j.apenergy.2017.08.025.
- [61] Zheng M, Wang X, Meinrenken CJ, Ding Y. Economic and environmental benefits of coordinating dispatch among distributed electricity storage. *Appl Energy* 2018;210:842–55. doi:10.1016/j.apenergy.2017.07.095.
- [62] Zheng M, Meinrenken CJ, Lackner KS. Smart households: Dispatch strategies and economic analysis of distributed energy storage for residential peak shaving. *Appl Energy* 2015;147:246–57. doi:10.1016/j.apenergy.2015.02.039.
- [63] Sameti M, Haghghat F. Integration of distributed energy storage into net-zero energy district systems: Optimum design and operation. *Energy* 2018;153:575–91. doi:10.1016/j.energy.2018.04.064.
- [64] Sue K, Macgill I, Hussey K. Distributed energy storage in Australia: Quantifying potential benefits, exposing institutional challenges. *Energy Res Soc Sci* 2014;3:16–29. doi:10.1016/j.erss.2014.07.004.
- [65] Burgio A, Brusco G, Menniti D, Pinnarelli A, Sorrentino N, Vizza P. Economic evaluation in using storage to reduce imbalance costs of renewable sources power plants. *Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM, 2017.* doi:10.1109/EEM.2017.7981982.
- [66] A. M. Carreiro, H. M. Jorge, and C. H. Antunes, “Energy management systems aggregators: A literature survey,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 73, no. February, pp. 1160–1172, 2017;
- [67] Jacopo Torriti “Demand Response: ridurre la domanda ed aumentare la flessibilità” *Rienergia*, Ottobre 2018.
- [68] E. M. Carlini, G. Bruno, L. Campisano, L. Bonuglia, and L. Ortolano, “La fornitura dei servizi ancillari da parte delle risorse distribuite,” *Energ. Elettr.*, vol. 93, no. 3, pp. 31–37, 2016.
- [69] Terna, “Codice di trasmissione dispacciamento , sviluppo e sicurezza della rete,” 2006.
- [70] S. Rossi, M. Benini, and M. Gallanti, “Partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento: Attuali requisiti e possibili evoluzioni,” *Energ. Elettr.*, vol. 93, no. 4, pp. 9–15, 2016.
- [71] 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.
- [72] ARERA, “231/2013/R/eel - Trattamento economico dell’energia erogata dalle unità di produzione per la regolazione primaria di frequenza.” [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/docs/13/231-13.htm>. [Accessed: 03-Oct-2019].
- [73] TERNA, “Regolamento per la fornitura del servizio di regolazione primaria della frequenza per il tramite di unità di

produzione integrate con sistemi di accumulo (UPI),” pp. 1–11, 2017.

- [74] A. Marangoni, “La partecipazione delle energie rinnovabili ai servizi di rete: Fattibilità e potenzialità,” *Energ. Elettr.*, vol. 93, no. 3, pp. 21–30, 2016.
- [75] TERNA S.P.A. E GRUPPO TERNA, “Documento metodologico per l’applicazione dell’analisi costi benefici applicata al piano di sviluppo 2019,” 2019.
- [76] TERNA, “Piano di Sviluppo 2019,” 2019.
- [77] CEDEC, EDSO, Eurelectric, GEODE, «Flexibility in the energy transition».