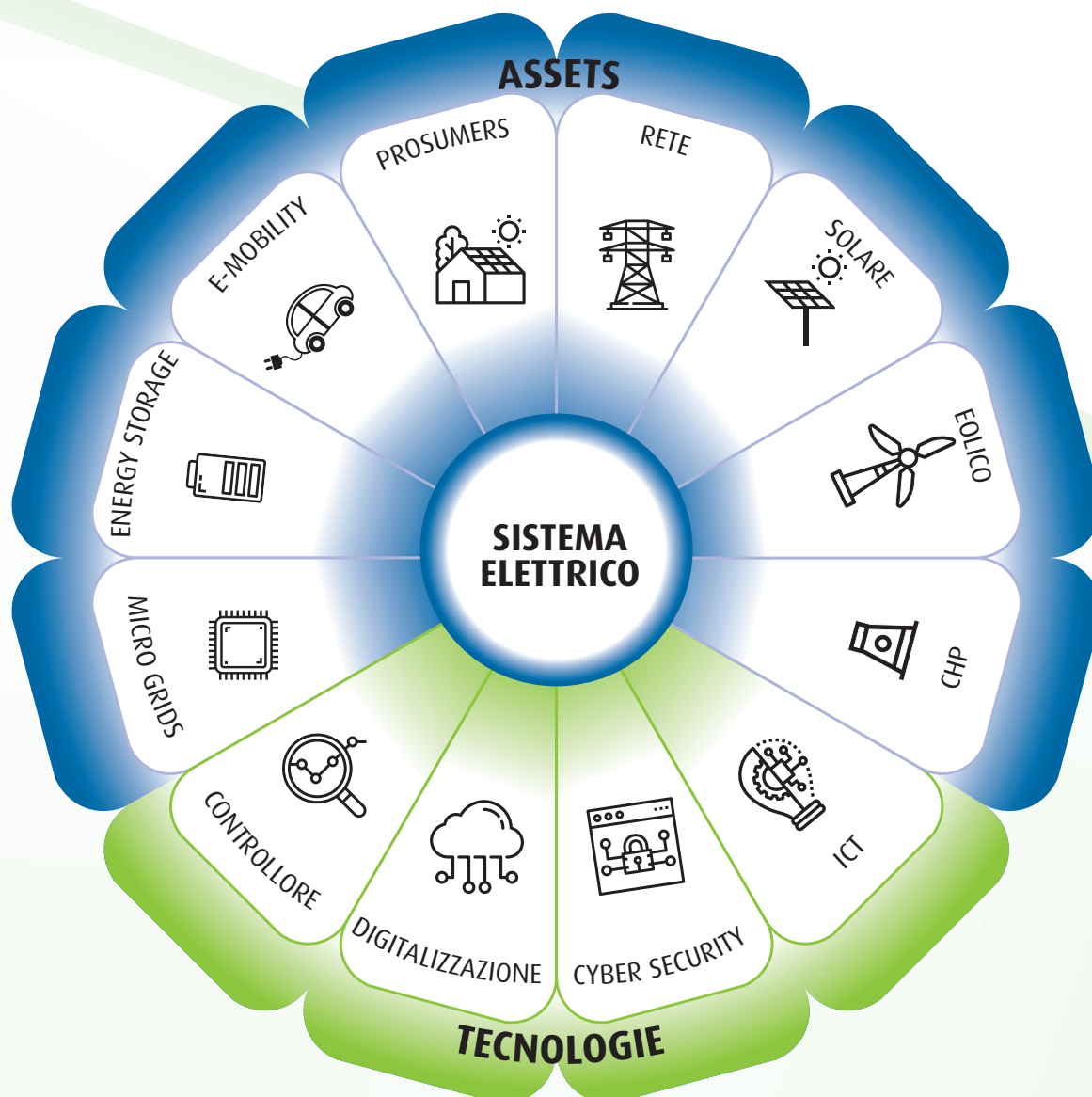
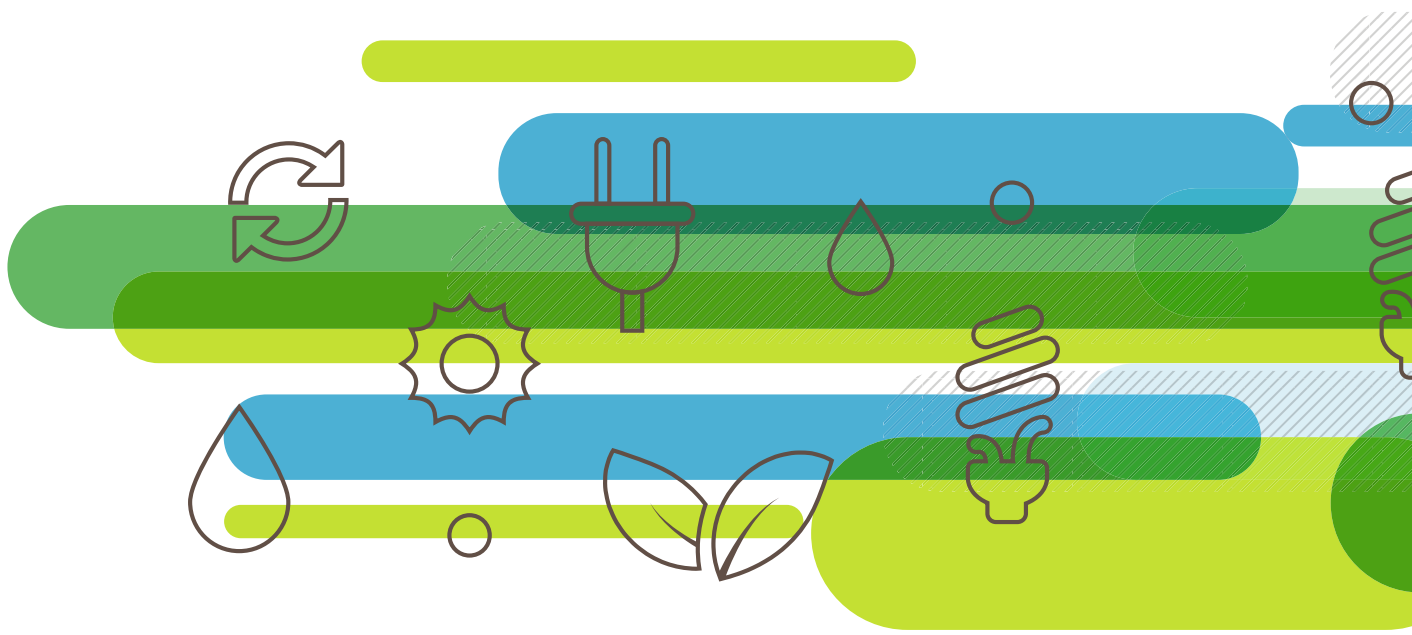


Il ruolo delle SMART GRID nel Sistema Elettrico: evoluzione tecnologica delle reti





SOMMARIO

Capitolo 1

Il ruolo di Anie smart grid – executive summary Pag. 5

Capitolo 2

Le smart grid per il raggiungimento degli obiettivi definiti
dal winter package e dalla sen Pag. 8

Capitolo 3

Il quadro regolatorio di riferimento Pag. 11

Capitolo 4

Tecnologie per la smart grid Pag. 17

4.1 Tecnologie dell'informazione applicate al sistema elettrico Pag. 17

4.2 Piattaforme per il controllo di virtual power plant o unità virtuale abilitata e microreti Pag. 23

4.3 Automazione e controllo della rete e della produzione/carico Pag. 25

Capitolo 5

Casi applicativi Pag. 30

Caso 1: applicazioni navali Pag. 30

Caso 2: applicazione impianti con processi critici Pag. 31

Caso 3: flessibilità e resilienza per microreti Pag. 32

Caso 4: applicazione ad una microrete Pag. 33

Caso 5: progetto ue smartnet Pag. 34

Caso 6: aggregazione delle risorse per il mercato Pag. 34

Caso 7: integrazione dei sistemi di controllo della rete di distribuzione Pag. 35

Caso 8: approvvigionamento energetico diversificato di un'isola Pag. 36

Caso 9: sostenibilità elettro-energetica di un'isola Pag. 37

Bibliografia Pag. 38



CAPITOLO 1

IL RUOLO DI ANIE SMART GRID

EXECUTIVE SUMMARY

Il mondo dell'energia elettrica sta vivendo una fase di profondo cambiamento iniziata da più di un decennio con la liberalizzazione del settore e proseguita poi con la notevole e crescente diffusione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili (in particolare fotovoltaici ed eolici "non programmabili"). La loro capillare penetrazione, anche nelle reti di distribuzione in media e bassa tensione, ha portato ad un forte ripensamento dei criteri di pianificazione ed esercizio dei sistemi elettrici di potenza e ad un coinvolgimento sempre più spinto dell'utenza diffusa passiva, attiva o mista nell'attività di conduzione delle reti elettriche.

Parallelamente, l'evoluzione dell'Information Technology ha sviluppato le tecnologie di comunicazione e di gestione dei dati, facendo diventare più semplice e più accessibile l'informazione sul flusso di energia che è alla base dei sistemi Smart. Questi ultimi diventano quindi dei facilitatori dell'integrazione in rete delle fonti rinnovabili, in particolare fotovoltaico ed eolico, accanto agli approcci tradizionali.

Per affrontare oggi, in occasione della ri-definizione delle Strategie Energetiche dei vari Paesi sia industrializzati sia in via di crescita, una nuova fase dello sviluppo dell'infrastruttura elettrica, è possibile contare su strumenti Smart che, affiancando i sistemi ed i componenti conosciuti, ampliano la gamma di soluzioni volte a rispondere alle mutate condizioni di generazione, trasmissione, distribuzione e consumo. Questa impostazione "Smart Grid - SG" praticata e adottata in Italia ha consentito alle aziende italiane di acquisire esperienze significative che oggi possono essere trasferite all'estero: il compito che si propone il gruppo ANIE SMART GRID è proprio quello di favorire questa evoluzione.

La strada è quindi quella di creare una filiera italiana integrata, per consentire al Paese di conquistarsi la leadership nel settore delle tecnologie per le Smart Grid. L'Italia già ora è in una posizione avanzata in questo settore, per l'elevato livello di automazione del sistema di trasmissione e distribuzione, la numerosità di contatori elettronici installati e la densità di generatori fotovoltaici nella rete MT e BT e di

generatori eolici sulla rete AT. In diverse regioni del Paese sono in corso sperimentazioni e dimostrazioni di soluzioni SG (Progetti Smart Grid UE e nazionali) per gestire la rete in modo ancora più avanzato, e anche soluzioni Smart Storage attraverso l'utilizzo di sistemi di accumulo, automazione e protezione avanzati.

L'esigenza di creare una filiera Smart Grid "made in Italy", cioè una rete di operatori nazionali in grado di sviluppare e dimostrare soluzioni innovative basate su approcci standardizzati avanzati, può rappresentare un vantaggio competitivo per il sistema industriale italiano che potrà essere in grado di offrire applicazioni modulari, integrate, interoperabili e razionali. Le SG possono infatti esprimere al meglio il loro potenziale se vengono sviluppate secondo architetture codificate in cui ogni funzione e componente trova la sua collocazione precisa in un'organizzazione ordinata.

L'individuazione di prodotti integrati, standardizzati e composti da tecnologie italiane certificate, sia come rispondenza agli standard, sia come provenienza nazionale, consentirà la creazione di nuove opportunità di business.

La filiera Smart Grid "made in Italy" potrebbe anche proporsi di approcciare l'intero sistema elettrico di un paese terzo in via di sviluppo nel quale quindi portare non solo i "componenti", ma anche un approccio di sistema sulla base delle varie esperienze italiane in esercizio.

In questo senso possiamo dire che le "reti intelligenti" (e in particolare quelle "made in Italy") guidano il futuro del sistema elettrico.

Questo documento ha come obiettivo, pertanto, quello di essere uno strumento utile per conseguire gli obiettivi indicati, in particolare si riporta una sintesi delle tecnologie disponibili e dei lavori in corso, inseriti anche nel quadro normativo attuale in continua evoluzione, rendendo evidenti le opportunità che le Smart Grid offrono agli operatori del settore e agli utenti.

LE SMART GRID PER IL RAGGIUNGIMENTO DEGLI OBIETTIVI DEFINITI DAL WINTER PACKAGE E DALLA SEN

A livello nazionale (Strategia Energetica Nazionale - SEN) e internazionale (Winter package - Set plan) sono definiti gli obiettivi che il Paese deve conseguire in termini di efficienza energetica, penetrazione delle rinnovabili e coinvolgimento degli utenti al fine di rendere il sistema energetico sempre più competitivo, più sostenibile, più sicuro. Questi obiettivi passano attraverso la gestione più efficiente e razionale dell'energia, che oggi è ottenuta attraverso l'uso intelligente ed integrato dei flussi di energia e di informazione.

La decentralizzazione della produzione di energia elettrica, in particolare in ottica di integrazione in rete delle energie rinnovabili, e la liberalizzazione del mercato guidano l'evoluzione del sistema elettrico verso un nuovo modello in cui la rete di distribuzione diventa un'infrastruttura di scambio energetico fra una pluralità di soggetti attivi. Una possibile struttura di riferimento può essere declinata in un modello concettuale di Smart Grid che consente di agevolare le interazioni tra i settori di generazione, trasmissione e distribuzione, considerando anche gli attori del mercato e dei servizi necessari.

In questo contesto le applicazioni possono essere sviluppate efficacemente solo garantendo una piena interazione fra tutti i componenti e gli attori del sistema elettrico, interazione che può essere ottenuta soltanto passando attraverso il concetto di interoperabilità. Questo richiede necessariamente la condivisione di modelli di riferimento per la rappresentazione dei dati del sistema elettrico e l'adozione di standard a tutti i livelli in cui si articola la comunicazione. Un'analisi completa deve tenere in considerazione fattori tecnici, economici, regolatori e di accettabilità sociale.

IL QUADRO REGOLATORIO DI RIFERIMENTO

Per agevolare lo sviluppo delle smart grid è fondamentale operare su alcuni punti della regolazione del cosiddetto "Smart Distribution System" (la somma di Smart Grid e Smart User o Prosumer) prevedendo in parallelo l'evoluzione del mercato elettrico (partecipazione al mercato del dispacciamento e nascita delle Energy Community).

In Italia i progetti pilota promossi dalla Delibera 39/10 [1] hanno permesso di identificare le prime due funzionalità che costituiscono, secondo l'ARERA, il punto di partenza per il processo di "smartizzazione" delle reti di distribuzione. L'implementazione di queste permette di accedere alla promozione selettiva degli investimenti [3]. In particolare:

- l'osservabilità, primo esempio di aggregazione delle risorse diffuse, richiede l'implementazione delle funzionalità Smart a livello di DSO ed il potenziamento

dello scambio dati tra DSO e TSO, che deve comprendere tutte le informazioni che permettano il monitoraggio ed il controllo da parte del TSO.

- la regolazione di tensione per reti MT offre l'opportunità di raggiungere notevoli risultati di miglioramento della hosting capacity (quantità di GD che è possibile installare) e di sfruttare in maniera più efficiente le reti esistenti risparmiando sugli investimenti infrastrutturali con un rapporto benefici/costi stimato pari a circa 2,5.

Per sviluppare nelle reti queste funzioni è in via di definizione il ruolo del Controllore Centrale di Impianto (CCI), Allegato O alla Norma CEI 016, che ha il compito di coordinare il funzionamento degli elementi d'impianto affinché esso, nel suo complesso, operi come richiesto al punto di consegna dal DSO/TSO.

TECNOLOGIE PER LA SMART GRID

Come evidenziato, la rete di comunicazione per il sistema elettrico deve poter integrare in maniera rapida e semplice nuovi attori che, con ruoli e obiettivi differenti, potrebbero dover accedere alle medesime risorse (es: operatori di mercato, manutentori, sistemi di supervisione dell'utente). Lo scambio dati necessita di un protocollo di comunicazione in grado di supportare la comunicazione, e che garantisca semplicità di configurazione ed elevata flessibilità nella riconfigurazione dinamica del flusso dati.

Le applicazioni della comunicazione per le SG sono classificabili in tre classi:

1. monitoraggio e raccolta dati da diversi sensori posti in rete: meno critiche per quel che riguarda il ritardo di trasferimento e l'affidabilità, ma spesso sono quelle che generano la maggior mole di dati e che impongono vincoli di dimensionamento in termini di capacità complessiva disponibile;
2. controllo e regolazione: più critiche, data la necessità di comunicazione bidirezionale, ma nella rete di distribuzione i ritardi non vanno oltre qualche secondo;
3. applicazioni di protezione/sicurezza: più problematiche dal punto di vista del ritardo massimo tollerato e dell'affidabilità, con requisiti molto stringenti sulla latenza fino ad ordini di grandezza delle decine di millisecondi, ovvero di poco superiori alle tempistiche previste per la protezione delle linee AT in ambito Trasmissione.

Appare immediatamente evidente che la notevole espansione delle tecnologie d'informazione e comunicazione nel controllo delle reti elettriche amplifica la richiesta di strumenti e meccanismi per la gestione della cyber security.

Infine, ponendo l'attenzione sulla GD, si evidenzia che, sebbene i singoli contributi della GD possano essere considerati trascurabili e potenziale sorgente di disturbo in una gestione convenzionale della rete elettrica, al contrario l'aggregazione di più impianti di GD e/o di utenze elettriche, atti ad agire virtualmente come una singola unità verso il sistema esterno, offre possibilità che la singola unità non permette.

Questo si traduce nel considerare soluzioni tipo:

- Virtual Power Plant o Unità Virtuale Abilitata, come definita nella Delibera ARERA 300/17, che si presenta come un'unica grande unità di produzione/consumo "tradizionale", in grado di garantire l'erogazione dei servizi ancillari finora offerti solo dai grandi generatori;
- "microreti", che rappresentano un sistema geograficamente circoscritto di dimensioni limitate composto da impianti di generazione, centri di consumo e sistemi di accumulo e di una propria rete elettrica che li collega, con l'obiettivo di ottimizzare la qualità e l'affidabilità della fornitura energetica (elettrica e termica) ai propri utenti connessi, apportando benefici economici. La microrete è in grado di operare sia on-grid (connessa alla rete principale) che off-grid (funzionamento in isola).

L'integrazione della GD trasforma la tradizionale infrastruttura di distribuzione in una rete attiva in cui i flussi di energia sono bidirezionali ed il controllo non è più centralizzato ma distribuito, coinvolgendo carichi, generazione e sistemi di accumulo connessi alla rete di distribuzione.

Al fine di conseguire l'integrazione della GD, sono state progressivamente aggiornate le norme CEI 016 [4] e CEI 021 [5] che regolamentano la connessione alla rete di distribuzione dei clienti passivi e attivi rispettivamente alle reti MT e BT. In particolare si sono affrontati i temi che riguardano l'esercizio della rete di distribuzione:

- a) funzione di protezione e teledistacco dei generatori per il controllo/esclusione di eventuali isole indesiderate supportate da GD;
- b) limitazione della potenza attiva, al fine di evitare l'eventuale distacco dell'impianto per sovratensione al nodo di connessione;

- c) regolazione delle protezioni dei generatori per non interferire con la selettività logica lungo linea e ricerca del tronco guasto;
- d) partecipazione, in prospettiva, della GD al controllo della tensione tramite regolazione della potenza reattiva (e attiva).

CASI APPLICATIVI

Per quanto riguarda le applicazioni delle tecnologie presentate, si riportano alcune delle esperienze maturate nelle reti di distribuzione a livello nazionale e internazionale.

In particolare si sono identificati diversi ambiti a partire da quelli propri della rete di distribuzione basati sull'integrazione dei sistemi di controllo e sull'aggregazione delle risorse per il mercato, e altri più specifici, quali ad esempio impianti industriali con processi critici e le microreti, tra le quali si possono inquadrare le navi e le isole "geografiche" che richiedono approvvigionamento energetico diversificato e sostenibilità elettro-energetica come isole "elettro-energetiche".



CAPITOLO 2

LE SMART GRID PER IL RAGGIUNGIMENTO DEGLI OBIETTIVI DEFINITI DAL WINTER PACKAGE E DALLA SEN

Il 30 novembre 2016 la Commissione Europea ha pubblicato la proposta “Clean energy for all Europeans” (Winter Package). A partire dal “pacchetto energia”, l’esecutivo europeo procederà all’emissione di norme e strategie relativamente a fonti rinnovabili, efficienza energetica, mercato elettrico e trasporti, dando una chiara direzione agli investimenti necessari per raggiungere gli ambiziosi target ambientali definiti al 2030 (riduzione delle emissioni di gas serra del 40%, miglioramento dell’efficienza energetica del 30%, copertura del 27% dei consumi con energia da fonti rinnovabili).

Il “pacchetto energia” rappresenta la triplice opportunità di accelerare il processo di de-carbonizzazione, la crescita e la creazione di posti di lavoro all’interno dell’Unione Europea.

I tre obiettivi principali dichiarati dall’esecutivo europeo sono relativi a:

- aumento dell’efficienza energetica;
- raggiungimento di una leadership nell’ambito delle energie rinnovabili;
- trattamento equo per i consumatori.

I consumatori sono considerati attori principali e fondamentali del processo di transizione energetica; è obiettivo primario dell’UE abolire le barriere che non consentono oggi una loro partecipazione completa ed attiva al mercato energetico, tramite una maggiore trasparenza dei costi dell’energia e dei relativi prezzi.

Strettamente legati al Winter Package sono anche i punti di sviluppo del Set Plan relativi a:

- sviluppo delle tecnologie della prossima generazione di rinnovabili;
- smart cities e consumatori;
- efficienza energetica;
- trasporti sostenibili;
- carbon capture storage;
- sicurezza in ambito nucleare.

In tale ambito va ad inserirsi la Strategia Energetica Nazionale, volta a gestire il cambiamento del sistema energetico italiano al 2030 con l’obiettivo di rendere il sistema energetico nazionale più competitivo, più sostenibile, più sicuro.

Più competitivo: allineando i prezzi energetici a quelli europei, sia per le imprese sia per i consumatori; aprendo nuovi mercati per le imprese innovative; creando nuove possibilità occupazionali; incentivando la ricerca e lo sviluppo.

Più sostenibile: contribuendo alla decarbonizzazione in linea con gli obiettivi di lungo termine dell’accordo di Parigi; migliorando l’efficienza e incentivando il risparmio energetico; promuovendo uno stile di vita responsabile dalla mobilità sostenibile, alle scelte di consumo energetico consapevoli.

Più sicuro: migliorando la sicurezza dell’approvvigionamento e della fornitura; garantendo flessibilità dell’offerta; rafforzando l’indipendenza energetica dell’Italia tramite:

- investimenti sulle reti, al fine di garantire maggiore flessibilità e resilienza;
- maggiore integrazione dei mercati a livello europeo;
- gestione più efficiente dei flussi di energia e gas;
- diversificazione delle fonti e delle rotte di approvvigionamento del gas per scongiurare problematiche geo-politiche.

In tale contesto le fonti energetiche rinnovabili rivestono un ruolo fondamentale, sia dal punto di vista della riduzione della dipendenza energetica dell’Italia dall’estero, sia con riferimento alla tutela dell’ambiente e alla loro economicità, favorendo la riduzione della bolletta energetica.

Oltre l’80% degli investimenti previsti dalla SEN al 2030 (circa 175 Mld di €) sono proprio relativi allo sviluppo delle fonti rinnovabili e alla promozione di progetti volti al miglioramento dell’efficienza energetica con investimenti ripagati da benefici strutturali, economici ed ambientali per un modello di crescita sostenibile.

In tema di energie rinnovabili, ovviamente una delle principali problematiche consiste nella loro non programmabilità (in particolare eolico e fotovoltaico), problema accentuato dal crescente numero degli impianti di piccola taglia e dalla loro localizzazione decentralizzata sulle reti di media e bassa tensione.

L'aumento di Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP) nel sistema implica una maggiore necessità di risorse di bilanciamento: il ridotto numero delle unità convenzionali (la SEN si pone come obiettivo l'uscita definitiva dal carbone nel 2025) e le difficoltà legate al controllo delle rinnovabili riducono la disponibilità di risorse di bilanciamento per il sistema.

Per superare questi ostacoli è fondamentale operare su alcuni punti della regolazione del sistema elettrico:

- riforma generale dei mercati dell'energia a breve termine e del mercato dei servizi di dispacciamento, incluso il bilanciamento, allargando la partecipazione alle fonti rinnovabili anche di piccola taglia;
- maggiore partecipazione delle unità di consumo (demand response) alla regolazione del sistema elettrico ed in particolare al bilanciamento;
- maggiore integrazione di fonti rinnovabili, grazie ad una gestione più innovativa ed efficiente della rete e all'implementazione di meccanismi di demand response.

La decentralizzazione della produzione di energia elettrica, in particolare in ottica di integrazione in rete delle energie rinnovabili, e la liberalizzazione del mercato guidano l'evoluzione del sistema elettrico verso un nuovo modello in cui la rete di distribuzione diventa un'infrastruttura di scambio energetico fra una pluralità di soggetti attivi. Per raggiungere gli obiettivi previsti dalla SEN al 2030¹, gli investimenti addizionali per lo sviluppo delle reti di distribuzione rispetto allo scenario base ammontano a 5 Mld di €.

Con lo sviluppo dell'Information Technology, il sistema elettrico può essere rinnovato e gestito in maniera più razionale, avendo obiettivi di sviluppo che rendono sostenibile il sistema.

Si può sostenere che l'obiettivo di un mondo più efficiente passi attraverso la gestione più efficiente e razionale dell'energia e che questa è oggi ottenuta attraverso l'uso intelligente ed integrato dei flussi di energia e di informazione.

Questa nuova concezione del sistema elettrico pone molteplici sfide.

Garantire la fornitura elettrica in questo contesto, caratterizzato da complesse interazioni nel sistema di una pluralità di attori, richiede un processo di ottimizzazione su larga scala che si attua in un controllo flessibile ed intelligente, in tempo reale, della rete caratterizzata da flussi energetici bidirezionali.

Si tratta di un processo che, per la sua realizzazione, richiede necessariamente il supporto di un'infrastruttura di comunicazione e l'impiego di moderne tecnologie informatiche per la trasmissione e il corretto utilizzo dei dati.

Una possibile struttura di riferimento può essere declinata in un modello concettuale di Smart Grid che consente di agevolare le interazioni tra i settori di generazione, trasmissione e distribuzione, considerando anche gli attori del mercato e dei servizi necessari.

In questo contesto le applicazioni possono essere sviluppate efficacemente solo garantendo una piena interazione fra tutti i componenti e gli attori del sistema elettrico, interazione che può essere ottenuta soltanto passando attraverso il concetto di interoperabilità. Questo richiede necessariamente la condivisione di modelli di riferimento per la rappresentazione dei dati del sistema elettrico e l'adozione di standard a tutti i livelli in cui si articola la comunicazione.

L'architettura che si andrà a realizzare dovrà consentire un'efficace cooperazione tra due sistemi aventi in generale caratteristiche e scopi molto diversi tra loro:

- un'infrastruttura elettrica che si evolverà rispetto alla situazione attuale tendendo sempre di più ad essere basata sul modello decentralizzato (generazione di taglia medio-piccola, connessa alla rete di distribuzione);
- un'infrastruttura informativa real-time e bidirezionale, in grado di far cooperare in modo efficace i vari attori della catena del valore (produttori, trasportatori e venditori di energia, clienti finali, fornitori di servizi, operatori di mercato).

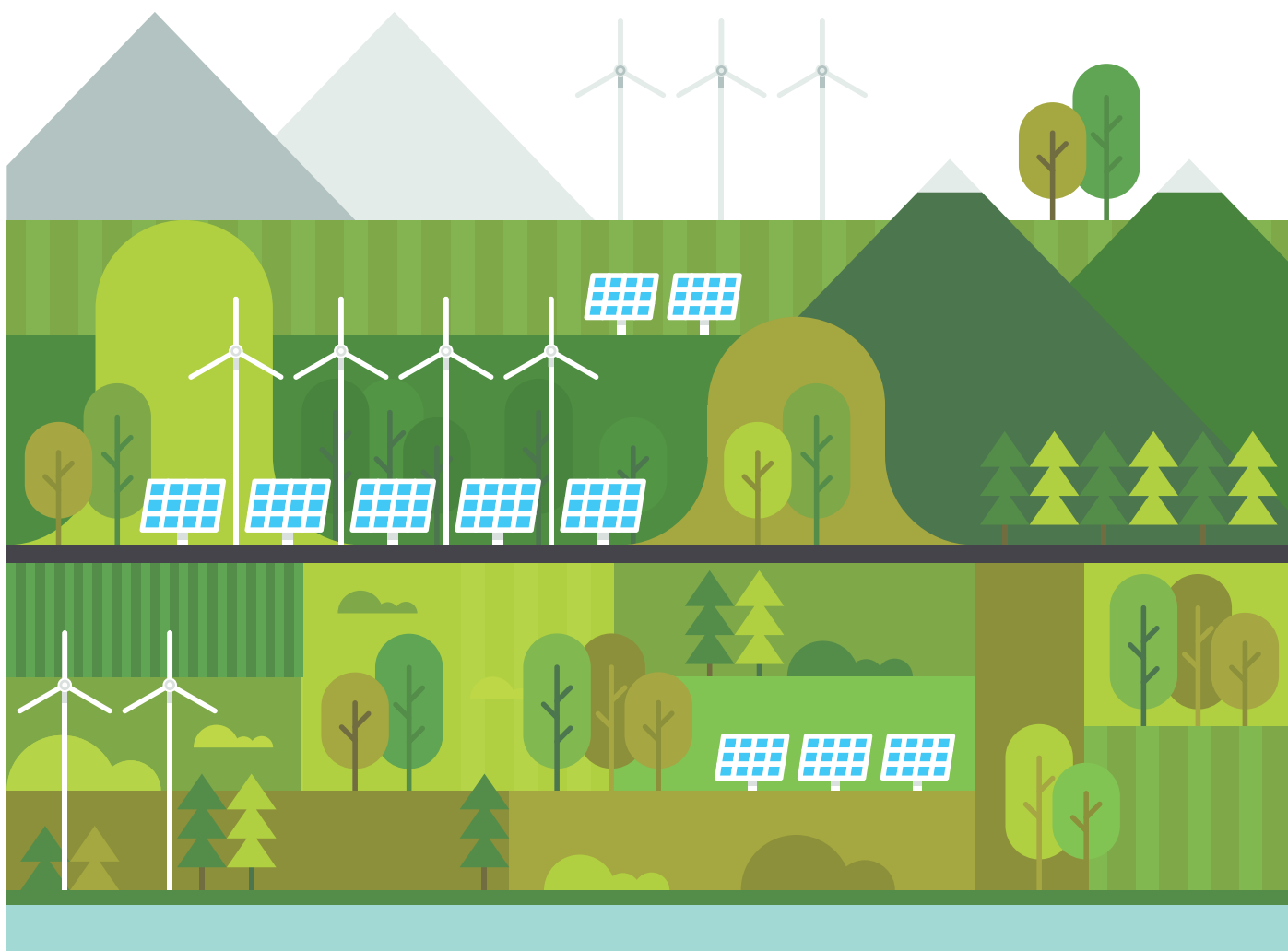
Per individuare la strada futura da percorrere è opportuno analizzare i risultati ottenuti con i progetti pilota e le soluzioni tecnologiche sviluppate in questi anni, in modo da valutare l'opportunità di implementare su larga scala le soluzioni più promettenti. Questo tipo di analisi sono identificate come analisi di scalabilità e replicabilità SRA².

¹ Sono inoltre previsti 11 MLD di € di investimento per la trasmissione e 5,7 MLD di € di storage.

² Si definisce scalabilità la capacità di un sistema di essere riprodotto su scala diversa per fare fronte, ad esempio, alla crescita della domanda o dei volumi, mentre la replicabilità è la proprietà di un sistema di poter essere realizzato in un altro luogo o tempo.

Un'analisi completa deve tenere in considerazione fattori tecnici, economici, regolatori e di accettabilità sociale. Tra gli aspetti tecnici sono da considerare: l'architettura, le prestazioni del sistema, l'interoperabilità tecnologica, l'integrazione con l'infrastruttura che ospita la soluzione, e l'influenza dei fattori esogeni (ambiente, localizzazione dei generatori, ...). Tuttavia si evidenzia che, generalmente, le barriere tecniche non costituiscono l'ostacolo più importante in ottica SRA: al contrario, il quadro regolatorio, la struttura di mercato vigente (abilitazione e remunerazione nel mercato dei servi-

zi) ed il coinvolgimento dei consumatori del settore elettrico (consenso, accettazione e partecipazione attiva) rappresentano spesso ostacoli maggiori e sono pertanto i settori a cui rivolgere attenzione per consentire lo sviluppo delle soluzioni tecnologiche presentate nei capitoli successivi.



CAPITOLO 3

IL QUADRO REGOLATORIO DI RIFERIMENTO

La regolazione del cosiddetto “Smart Distribution System” (la somma di Smart Grid e Smart User o Prosumer) è volta ad orientare l’evoluzione dei sistemi di distribuzione e dei relativi utenti verso un futuro caratterizzato da risorse di generazione diffuse e da fonti rinnovabili non programmabili, in accordo agli scenari prospettati dalla SEN 2017, prevedendo in parallelo l’evoluzione del mercato elettrico (partecipazione al mercato del dispacciamento e nascita delle Energy Community).

L’approccio al tema è avvenuto in maniera sperimentale attraverso i progetti pilota promossi dalla Delibera 39/10 [1] che hanno coinvolto diversi DSO italiani: Unareti (gruppo A2A), Areti (ACEA), ASSEM, DEVAL, E-Distribuzione, ASM Termini. Gli esiti dei progetti sono sintetizzati nella tabella tratta dal documento di consultazione DCO 255/2015 [2].

Funzionalità smart	Livelli	Ruoli Principali	Principali integrazioni con altre regioni	Priorità dell’intervento	Regolazione output-based	Note
1. Osservabilità dei flussi da potenza e delle risorse	1.a - 1.b	Distributore (e Terna)	Per tutti i livelli 1.a ÷ 1.d • Procedura RIGEDI • Art.6 Allegato A70	Aree con elevata presenza di GD e/o Aree con Flusso inverso da MT a AT > 5% del tempo	Output: MW da FER-NP sottesa alla cabina primaria equipaggiata (requisiti minimi A)	Requisiti minimi da definire in dettaglio; incentivi solo nelle aree prioritarie
	1.c	Distributore e GSE (e Terna)				
	1.d	Distributore e utenti attivi abilitati				
2. Regolazione della tensione a livello MT	2.a	Distributore	Per tutti i livelli 2.a ÷ 2.e • Regolazione perdite e energia reattiva	Aree con flusso inverso da MT a AT > 5% del tempo e/o Aree critiche ai sensi del TICA	Output: MW da trasformazione primaria equipaggiata (requisiti minimi B)	Requisiti minimi da definire in dettaglio; incentivi
	2.b					
	2.c					
	2.d					
	2.e	Distributore e utenti attivi abilitati	• Regole tecniche di connessione			Da valutare: promozione investim. primi ut. attivi
3. Regolazione della potenza attiva degli utenti delle rete	3.a	Distributore e utenti abilitati (attivi e passivi)	• Dispacciamento	Da porre alla definizione di regole di dispacciamento	-	Possibili sperimentazioni locali
	3.b	Distributore e utenti abilitati (attivi e passivi)	• Da approfondire: emergenze/vulnerabilità			Da approfondire in relazione ai piani di sviluppo per robustezza rete
4. Telescato per la prevenzione del fenomeno “isola indesiderata”	4.a	Distributore e utenti attivi abilitati	• Funzioni di sblocco voltmetrico introdotte con l’allegato A.70	non prioritario per presenza soluzione alternativa già implementata	-	
5. Esercizio avanzato della rete MT	5.a	Distributore	• Regolazione incentivante della qualità del servizio	già catturato da incentivi per qualità del servizio, con possibili integrazioni per le aree urbane	-	Da approfondire in relazione alla identificazione di clienti con particolari esigenze di qualità (“PQ sensibile”)
	5.b	Distributore e utenti abilitati	• Da approfondire			
6. Impiego di sistemi di accumulo per servizi di rete	6.a	Distributore	• Dispacciamento • Qualità della tensione	Possibili interventi basati su priorità locali da valutare caso per caso (vd criteri proposti al punto 2.5)	-	Criteri da definire in dettaglio

Figura 3.1: Sintesi delle proposte per lo sviluppo della regolazione output based per la promozione selettiva degli investimenti “Smart Distribution System”

Le prime due funzionalità (1.a-1.b, 2.a-2.d) (osservabilità e regolazione di tensione per reti MT) costituiscono, secondo l'ARERA, il punto di partenza per il processo di "smartizzazione" delle reti di distribuzione e devono essere la prime da sviluppare nelle reti che possono accedere alla promozione selettiva degli investimenti [3], anche perché la loro implementazione non richiede, almeno inizialmente, la comunicazione con le risorse diffuse e prestazioni particolarmente sfidanti dei sistemi di comunicazione.

L'Autorità ritiene che il meccanismo incentivante debba essere di tipo output-based, ovvero correlabile ad un indicatore che esprima in modo semplice la quantità di beneficio derivante dall'intervento. Tale meccanismo, inoltre, dovrebbe essere di natura selettiva ed in grado di orientarsi prioritariamente verso le aree in cui l'intervento comporta i maggiori benefici netti. Riguardo a questo tema, l'Autorità ha individuato alcune aree in cui potrebbero essere avviate ulteriori sperimentazioni, ed in particolare vorrebbe valutare i benefici di applicazioni SMART in bassa tensione e sulle isole minori non interconnesse.

L'osservabilità della rete di distribuzione da parte di Terna è in grado di portare benefici in termini di gestione più efficiente delle risorse per il dispacciamento, di riduzione delle quantità di risorse approvvigionate dal Gestore della rete di trasmissione sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), di gestione più efficiente delle situazioni di criticità e, secondo le analisi economiche descritte nell'Appendice D del DCO 255/2015 [2], potrebbe fornire un rapporto benefici/costi pari a 3,3. L'evoluzione dei sistemi elettrici interconnessi ha generalmente comportato una suddivisione gerarchica in base alla quale la responsabilità della sicurezza del sistema e del dispacciamento è affidata al TSO³/ISO, mentre l'attività di distribuzione è compito del DSO⁴. Tale separazione ha inciso anche sullo scambio informativo tra i settori della filiera elettrica: in particolare la rappresentazione del sistema di distribuzione di interesse per il TSO può limitarsi a modelli equivalenti estremamente sintetici e semplificati. Ciò non è più vero se una quota non trascurabile del parco di generazione afferisce alla rete di distribuzione, originariamente pensata e per lungo tempo gestita come elemento passivo. La necessità di informazioni previsionali in tempo reale sui livelli di carico e di produzione relativi alla generazione nella rete di distribuzione diventa quindi essenziale per l'attività di pianificazione e di programmazione dell'esercizio dei sistemi elettrici a breve e medio termine, nonché per la conduzione in tempo reale. Questa estensione di osservabilità non solo consente al gestore di rete di trasmissione di approvvigionare in maniera più efficiente i

margini di riserva, riducendo i costi di funzionamento, ma è anche propedeutica all'integrazione della generazione distribuita nel dispacciamento. Si presenta quindi la necessità di rendere i sistemi di controllo dei DSO in grado non solo di prevedere il carico giornaliero basandosi su dati storici differenziati per periodo dell'anno (per esempio stagioni oppure mesi), tipologie di giorno (feriale, pre-festivo, festivo) e caratteristiche dell'utente (residenziale, industriale), ma anche di fornire informazioni, sulla base della conoscenza circa le risorse di produzione connesse alla propria rete e delle previsioni meteo, in merito alla produzione di energia elettrica suddivisa per fonte. Uno schema generale dei flussi di informazioni scambiati dai vari attori in gioco di un sistema in grado di soddisfare queste esigenze è rappresentato in Figura 3.2 a). L'osservabilità, primo esempio di aggregazione delle risorse diffuse, richiede quindi l'implementazione delle funzionalità SMART a livello di DSO ed il potenziamento dello scambio dati tra DSO e TSO. In altri termini, il tradizionale flusso informativo, che transita attraverso la RTU di Gateway tra il mondo della distribuzione e quello della trasmissione, deve arrivare a comprendere tutte le informazioni che permettano il monitoraggio ed il controllo da parte del TSO (Figura 3.2 b)).

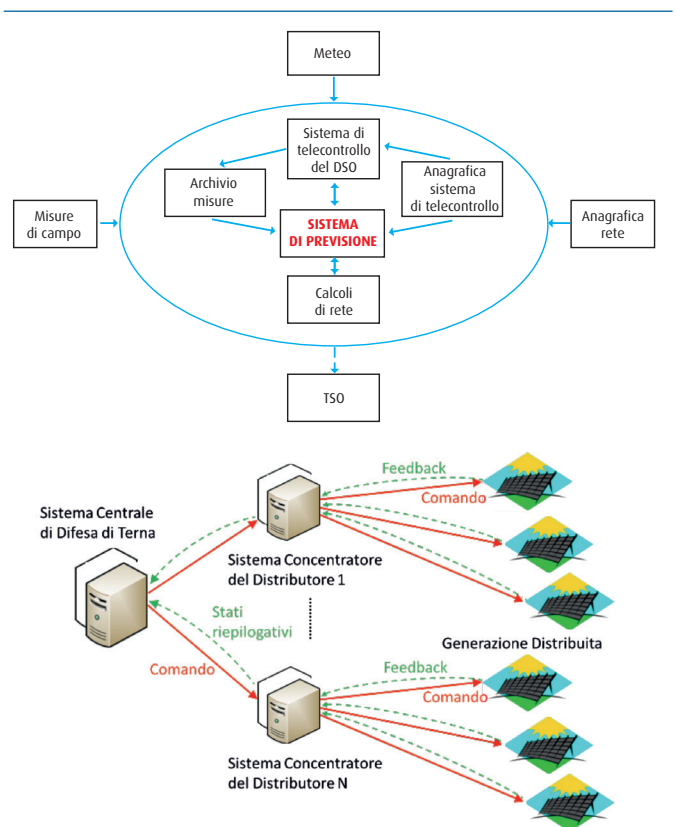


Figura 3.2: Struttura del sistema di previsione della produzione e del carico per la rete di distribuzione (a sinistra) e architettura per scambio dati TSO-DSO (a destra)

³ Transmission System Operator.

⁴ Distribution System Operation.

Oltre all'osservabilità, i dati sulla generazione distribuita sono funzionali anche alla procedura RIGEDI (partecipazione dei generatori distribuiti al piano di difesa del sistema elettrico).

Per quanto concerne invece la seconda funzionalità (regolazione di tensione), i progetti pilota hanno messo in evidenza l'opportunità di raggiungere notevoli risultati di miglioramento della hosting capacity e di sfruttare in maniera più efficiente le reti esistenti, risparmiando sugli investimenti infrastrutturali; per questa funzionalità è stato stimato un rapporto benefici/costi pari a circa 2,5.

In definitiva, ARERA ritiene importante cercare di introdurre livelli crescenti di innovazione della regolazione della tensione sulle reti di distribuzione, mettendo progressivamente a frutto le capabilities già presenti presso gli apparati utente in conformità alle regole di connessione descritte nelle norme CEI 0-16 [4], CEI 0-21 [5] e nel Testo integrato per la connessione degli utenti attivi (TICA) [6]. In particolare, gli inverter dei clienti sono già predisposti, oltre che al controllo di tensione in modalità locale sopra richiamato, anche per ricevere un comando da remoto (per esempio un set-point di potenza reattiva) e attuarlo, al fine di effettuare la regolazione della tensione (senza modifica del livello di potenza attiva). Per attivare il controllo centralizzato ("2.e" di Figura 3.1) è necessaria la presenza di un canale di comunicazione, anche condiviso tra il distributore, l'utente abilitato e l'utente del dispacciamento, e di un apposito apparato denominato "Controllore Centrale d'Impianto - CCI" presso gli utenti abilitati (Allegato O alla norma CEI 016, descritto in seguito).

Per quanto riguarda l'evoluzione del mercato elettrico in ottica di Smart Distribution System, si evidenzia che è prevista una forma di aggregazione delle risorse, derivante dalla riforma transitoria del MSD, avviata dalla Delibera 300/2017 [7] e s.m.i. e preconizzata in uno studio sul mercato elettrico svolto in ambito confindustriale, cui ANIE ha fortemente contribuito. La partecipazione a MSD, oggi obbligatoria per le Unità di Produzione (UP) rilevanti che rispondono ai requisiti stabiliti dal Codice di Rete, era preclusa alla Generazione Distribuita (GD), alle Unità di Consumo (UC) e alle UP rilevanti da FRNP. L'Autorità, nel maggio 2017, ha avviato una fase sperimentale che consente, sotto certe condizioni, la partecipazione a MSD a chi oggi ne è escluso. Per le UC e la GD tale partecipazione passa necessariamente per l'aggregazione in Unità Virtuali Abilitate (UVA) di Consumo (UVAC), di Produzione (UVAP), Miste (UVAM) o Nodali (UVAN). Le UVA, la cui potenza minima di regolazione complessiva è attualmente fissata a 1 MW, sono gestite verso Terna da soggetti aggregatori denominati Balance Service Provider (BSP). Questi soggetti possono anche coincidere con gli Utenti di Dispac-

ciamento (UdD), che si occupano di aggregare l'energia sul mercato fisico (Figura 3.3). Le piattaforme per il controllo delle UVA sono presentate nel capitolo 4 e si riporta un caso applicativo nel capitolo 5.

Per le interazioni tra BSP e Terna è stato adottato il protocollo IEC 60870-5-104 [8], già in uso per gli impianti rilevanti. Questo protocollo va usato anche per gli impianti di cui è richiesta l'osservabilità diretta dal Gestore della RTN.

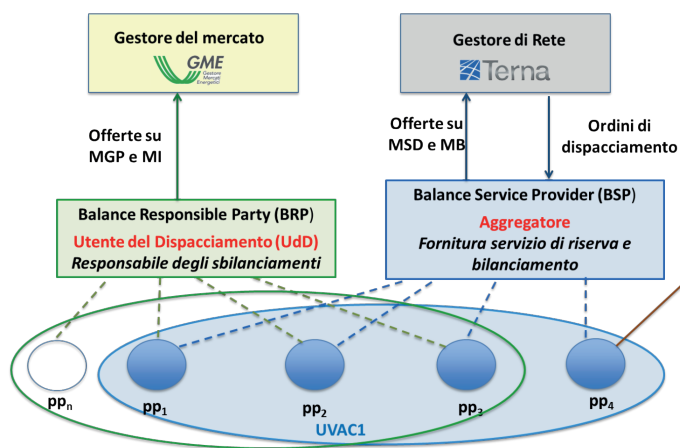


Figura 3.3: Partecipazione al mercato del dispacciamento

Sul versante dell'utente di rete, ciò che lo rende Smart User è l'impiego di una serie di dispositivi abilitanti i vari servizi descritti in precedenza. Si citano a titolo di esempio i casi dello Smart Meter 2G, del Controllore Centrale di Impianto (CCI) e dei dispositivi per l'interazione con l'aggregatore nel caso l'utente abbia dato la sua disponibilità a partecipare a MSD.

La nuova generazione di contatori elettronici "2G" per bassa tensione presenta significative evoluzioni rispetto ai precedenti 1G. L'architettura di riferimento è basata su due interfacce principali (Figura 3.4):

- **Chain-1:** tra meter e DSO, per la telelettura e telegestione del contatore. Tramite questo canale vengono estratti tutti i dati registrati dal meter che vengono successivamente elaborati ed inviati al venditore ai fini della fatturazione (dati validati) e vengono anche attuate le modifiche circa la potenza impegnata;
- **Chain-2:** tra meter e dispositivo utente. La "messa a disposizione dei dati ai clienti e terze parti designate dai clienti" rappresenta la vera novità del contatore 2G; tramite questa interfaccia, monodirezionale, sono forniti dati non validati di consumo in tempo reale.

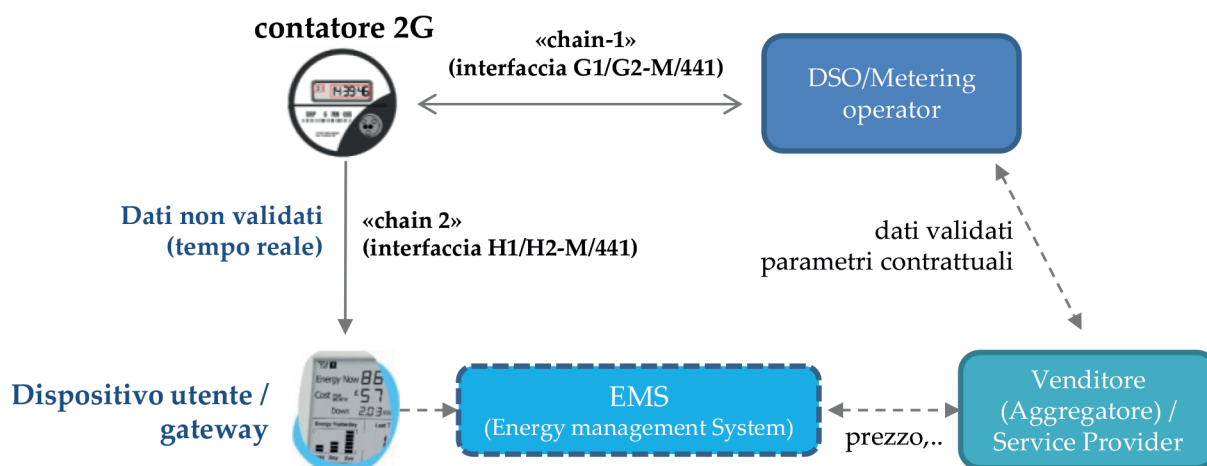


Figura 3.4: Architettura semplificata per i contatori 2G per l'elettricità, con indicazioni delle interfacce definite dallo Smart Metering Coordination Group avviato dalla commissione EU con mandato 441/M

Ai fini di garantire l'interoperabilità dell'interfaccia della "chain 2" verso il dispositivo utente, un Gruppo di Lavoro CEI ha definito il protocollo ed il contenuto dello scambio dati.

Una possibile soluzione per avere un controllo della potenza scambiata dai generatori distribuiti presenti nella rete può essere costituita dall'impiego di un dispositivo remoto installato presso i locali dell'Utente Attivo che gestisca le funzioni di controllo e regolazione dell'energia: questo approccio da un lato garantisce il Gestore di Rete e dall'altro tutela maggiormente gli Utenti Attivi.

Il Controllore Centrale di Impianto (CCI), la cui definizione è ancora in fase di completamento, ha il compito di coordinare il funzionamento degli elementi d'impianto affinché esso, nel suo complesso, operi come richiesto al punto di consegna. Accanto alle prescrizioni già presenti nella norma CEI 016, quali la partecipazione alla regolazione della tensione e la limitazione della potenza attiva per valori di tensione prossimi al 110% di U_n o su segnale esterno del DSO, è stato richiesto di includere anche le funzioni che abilitano la GD alla partecipazione a MSD, nella logica di aggregazione. Rimangono escluse dallo scopo dell'allegato le funzioni demandate alla singola macchina, per esempio la riduzione automatica di potenza in caso di sovralfrequenza.

Il CCI abiliterà, pertanto, una duplice interazione:

- produttore-DSO per l'esercizio della rete di distribuzione e il monitoraggio del sistema. Per questa comunicazione il CT 316 del CEI sta definendo il profilo di interoperabilità basato sullo standard IEC 61850 [9] (allegato T della norma CEI 0-16, anch'esso in completamento). In prospettiva, il CCI può essere utilizzato dai DSO per coinvolgere gli impianti connessi nella

regolazione di tensione al fine di risolvere violazioni dei limiti tecnici della rete di distribuzione.

- Produttore-aggregatore o BSP per la partecipazione a MSD, con i modelli dati ed il protocollo descritti nel capitolo 4. Anche in questo caso è stato proposto che ci sia una interfaccia standardizzata (al fine di evitare fenomeni di *lock in*). Il CCI svolgerà perciò la funzione di unità base per l'aggregazione ed il coordinamento delle risorse connesse allo stesso nodo. I generatori di taglia maggiore possono interfacciarsi direttamente con Terna, usando il citato protocollo IEC 104.
- In sintesi, tramite il CCI vengono rese disponibili le grandezze elettriche al punto di scambio, con diverse tempistiche: decina di minuti per il monitoraggio della rete di distribuzione, decine di secondi per l'osservabilità della rete MT (impianti di potenza superiore o uguale a 1 MW a cui è richiesta l'osservabilità dal Distributore e/o dal Gestore) e alcuni secondi per i servizi MSD a partecipazione volontaria.

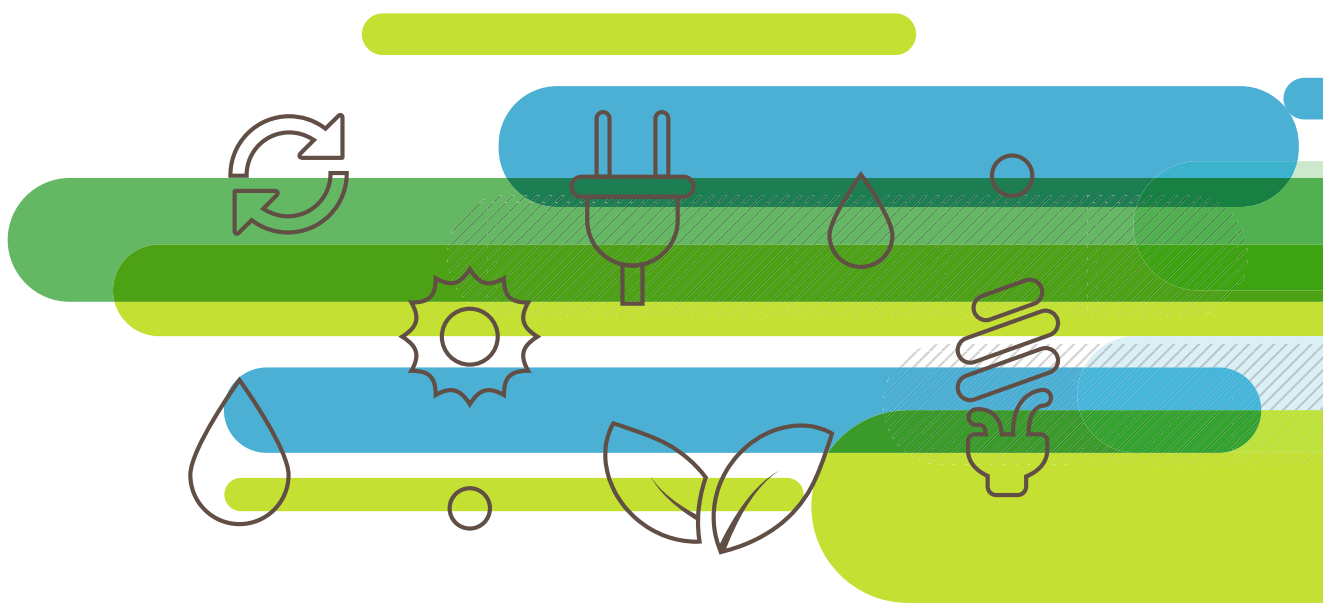
Un ultimo tema di notevole importanza per il futuro delle aggregazioni riguarda la definizione delle Energy Community (EC), introdotta dal Clean Energy Package del novembre 2016. L'attuale situazione italiana delle configurazioni possibili legate all'autoconsumo è caratterizzata da due categorie:

- I Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC), in cui l'attività di trasporto dell'energia elettrica tra gli impianti di produzione e le unità di consumo all'interno di un'area contigua nella disponibilità del cliente finale (configurazione 1:1) si configura come autoapprovvigionamento. Pertanto l'infrastruttura di distribuzione elettrica, ancorché complessa, è un impianto "privato", non soggetto ad esempio all'obbligo di connessione a terzi;

- I Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC), in cui vari utilizzatori e produttori di energia elettrica sono connessi da un'infrastruttura che si configura a tutti gli effetti come rete elettrica, funzionale alla trasmissione e distribuzione dell'energia. Gli SDC si suddividono in Reti Interne di Utenza (RIU) e Altri SDC (ASDC), i cui proprietari sono equiparati, dal punto di vista regolatorio, ai gestori di rete che operano in concessione.

Queste configurazioni sostengono l'autoconsumo attraverso l'applicazione dei corrispettivi variabili posti a copertura

degli oneri generali di sistema, all'energia prelevata dalla rete esterna, anziché a quella consumata all'interno del SDC. Un'ulteriore alternativa per la definizione delle EC consiste in forme di aggregazione più commerciali, definite "scambio al perimetro" o "scambio sul posto esteso". La discussione sulla revisione della "Direttiva mercato", che si occupa di questi argomenti, è ancora aperta; la Direttiva EU, non appena approvata, dovrà essere recepita a livello nazionale.





CAPITOLO 4

TECNOLOGIE PER LA SMART GRID



4.1 TECNOLOGIE DELL'INFORMAZIONE APPLICATE AL SISTEMA ELETTRICO

Il processo di cambiamento del sistema elettrico ha chiamato in causa un profondo ripensamento del modello di business delle Utilities e dell'importante ruolo delle compagnie dell'Information & Communication Technology (ICT) che, con le loro soluzioni tecnologiche per la misurazione, integrazione, analisi, modellazione e gestione dei dati, stanno collaborando alla realizzazione di una rete di telecomunicazioni adeguata e robusta volta ad inserire "intelligenza" in modo diffuso nelle attività delle utilities.

Nell'evoluzione delle reti elettriche, l'infrastruttura di comunicazione rappresenta una componente indispensabile al sistema poiché, grazie allo sviluppo di sistemi informativi e di controllo e gestione, è possibile fornire servizi avanzati. La scelta di adeguate architetture e tecnologie per le reti di comunicazione rappresenta un'importante decisione che deve essere presa alla luce di un ragionevole compromesso tra costi (che finora hanno messo un freno allo sviluppo delle nuove reti elettriche) e prestazioni (che devono risultare adeguate a garantire lo scambio di dati in tempo reale).

Lo sviluppo delle reti di comunicazione nell'ultimo decennio ha mostrato una tendenza precisa di trasformazione, passando da infrastrutture e tecnologie eterogenee dedicate a servizi specifici ad una convergenza di tutti i servizi su piattaforme di comunicazione basate su IP (Internet Protocol) e sulla suite di protocolli di internet. Uno dei vantaggi consentiti dalla tecnologia IP è la possibilità di utilizzo di tecnologie di comunicazione di tipo eterogeneo a livello di singolo collegamento o di sottorete (reti metropolitane in fibra ottica, reti radio dedicate o pubbliche, WiFi, WiMax, PLC, ecc.), ma

con un'unica tecnologia di rete in grado di supportare le applicazioni più diverse senza bisogno di adattamento ai protocolli di comunicazione di basso livello. Nonostante la criticità di alcune delle applicazioni per le SG, il volume di traffico generato è decisamente più piccolo di quello di altre applicazioni del mondo internet e quasi mai limitato dalla capacità delle moderne reti d'accesso. La prospettiva di condivisione dell'infrastruttura di comunicazione IP appare dunque praticabile a patto di introdurre strumenti atti a garantire le prestazioni e la qualità di servizio per le applicazioni delle reti elettriche. Inoltre il contenimento dei costi che deriva dalla condivisione è potenzialmente in grado di accelerare l'introduzione dei servizi per le Smart Grid.

Nel caso di reti di comunicazione sia dedicate, sia condivise con altri servizi, i parametri di interesse sono principalmente:

- la capacità di trasporto di informazioni, espressa in bit al secondo;
- il ritardo di trasferimento dei dati dalla sorgente alla destinazione finale, che presenta componenti fisse legate ai tempi di elaborazione e trasmissione da parte dei nodi di rete e al tempo di propagazione del segnale, e componenti variabili dovute al traffico che condivide i collegamenti e può generare congestione di rete;
- l'affidabilità che dipende direttamente da quella dei suoi collegamenti e apparati di rete, ma più in generale può essere correttamente riferita alla percentuale di tempo nella quale il sistema è in grado di garantire le prestazioni necessarie al funzionamento di una specifica applicazione.

La rete di comunicazione da perseguire per il sistema elettrico deve poter integrare in maniera rapida e semplice anche nuovi attori che, con ruoli e obiettivi differenti, potrebbero dover accedere alle medesime risorse (es: operatori di mercato, manutentori, sistemi di supervisione dell'utente).

Lo scambio dati così strutturato necessita ovviamente di un protocollo di comunicazione in grado di supportare la comunicazione peer-to-peer, e che garantisca semplicità di configurazione ed elevata flessibilità nella riconfigurazione dinamica del flusso dati. In tale contesto lo standard IEC 61850 [9] si è ormai ritagliato un ruolo da protagonista; va tuttavia richiamato come per l'interazione con Terna nell'ambito della partecipazione a MSD sia invece richiesto il protocollo IEC 60870-5-104 [8] (Capitolo 3).

Tali specifiche caratteristiche di rete e protocollo (di cui non bisogna sottovalutare i vantaggi secondari in termini di fruibilità locale da parte degli operatori dei dati di impianto e di rete) aprono ad una possibile condivisione e correlazione di dati dell'intera rete anche a livello periferico per funzioni avanzate di regolazione e automazione anche su impianti distribuiti ma identificabili come singolo nodo nella rete da parte del sistema di supervisione e controllo centralizzato.

Nel dettaglio è possibile dividere le applicazioni della comunicazione per le SG in tre classi:

1. **monitoraggio.** Le applicazioni di monitoraggio e raccolta dati da sensori di vario tipo posti in rete sono tipicamente quelle meno critiche per quel che riguarda il ritardo di trasferimento e l'affidabilità, ma spesso sono anche quelle che generano la maggior mole di dati e che impongono vincoli di dimensionamento in termini di capacità complessiva disponibile;
2. **controllo e regolazione.** Sono applicazioni più critiche a causa della necessità di comunicazione bidirezionale, ma nella rete di distribuzione tipicamente non vanno oltre requisiti di ritardo dell'ordine di secondi;
3. **applicazioni di protezione/sicurezza.** Sono quelle più problematiche dal punto di vista del ritardo massimo tollerato e dell'affidabilità, con requisiti molto stringenti sulla latenza fino ad ordini di grandezza delle decine di millisecondi, ovvero di poco superiori alle tempistiche previste per la protezione delle linee AT in ambito Trasmissione (si veda il caso della selettività logica tra protezioni in cabina primaria e protezioni degli interruttori lungo linea MT).

Per la parte relativa alle reti di trasmissione, gli operatori fanno uso da tempo di sistemi di controllo e gestione avan-

zati, basati su reti di comunicazione con collegamenti anche a lunga distanza (Wide Area Network – WAN), che spesso sono possedute dagli stessi operatori e dedicate in modo esclusivo alla rete elettrica. La preferenza verso reti private e dedicate rispetto ai servizi fornibili dagli operatori di telecomunicazioni è motivata, dagli operatori stessi, con la criticità delle applicazioni di controllo della rete elettrica e la necessità di garantire elevate prestazioni del sistema di comunicazione. Ovviamente, oltre a questo, esiste un aumento di efficienza associato alle applicazioni di controllo, che giustifica pienamente i costi della rete di comunicazione.

Nel caso delle reti di distribuzione, la situazione è molto differente a causa della diffusione capillare sul territorio dei punti da collegare; questo richiede un'infrastruttura di rete di comunicazione molto più estesa e, ovviamente, più costosa. Anche i vantaggi economicamente quantificabili sono minori; tuttavia la diffusione della Generazione Distribuita (GD) ed i cambiamenti normativi tendono a modificare rapidamente la situazione. In particolare, relativamente alle applicazioni per la Distribution Automation, ovvero sempre in ambito di controllo e protezione, sono gli standard narrow band Prime e G3 (di derivazione Smart metering su reti BT, onde convogliate) a farla da padrona, grazie in particolare alla loro struttura protocollare particolarmente adatta alla creazione di una rete magliata e non punto-punto: ciò consente di ricalcare perfettamente la struttura delle reti elettriche di distribuzione, garantendo la raggiungibilità di ogni nodo a partire da qualsiasi altro punto topologicamente connesso, e favorendo quindi le riconfigurazioni automatiche di rete a seconda dei mutevoli assetti che la rete stessa può assumere (anche a seguito di eventi di guasto e riconfigurazione dei percorsi di controalimentazione).

Nel caso si consideri l'uso di reti condivise con altri servizi, come quelle fornite dagli operatori di telecomunicazioni, occorre invece tener conto anche dell'interazione tra i diversi flussi di traffico che rende variabili nel tempo le prestazioni e richiede strumenti per la gestione della qualità.

Le reti dati basate su IP dispongono ormai di strumenti consolidati per la gestione della qualità che operano sulla classificazione e differenziazione dei flussi di traffico che le attraversano. Ove necessario è possibile utilizzare, negli apparati di rete, opportuni meccanismi per garantire una capacità minima ai flussi attraverso schemi di suddivisione dinamica delle risorse trasmissive e ritardi di trasferimento contenuti anche in caso di congestione, tramite l'utilizzo di priorità.

Tutte le sperimentazioni Smart Grid in ambito nazionale finanziate dalla Delibera ARERA 39/10 [1], dai fondi POI (Piano Operativi Interregionali) e dalla Comunità Europea, tra cui i progetti Integris e Grid4EU (uno dei più importanti, per

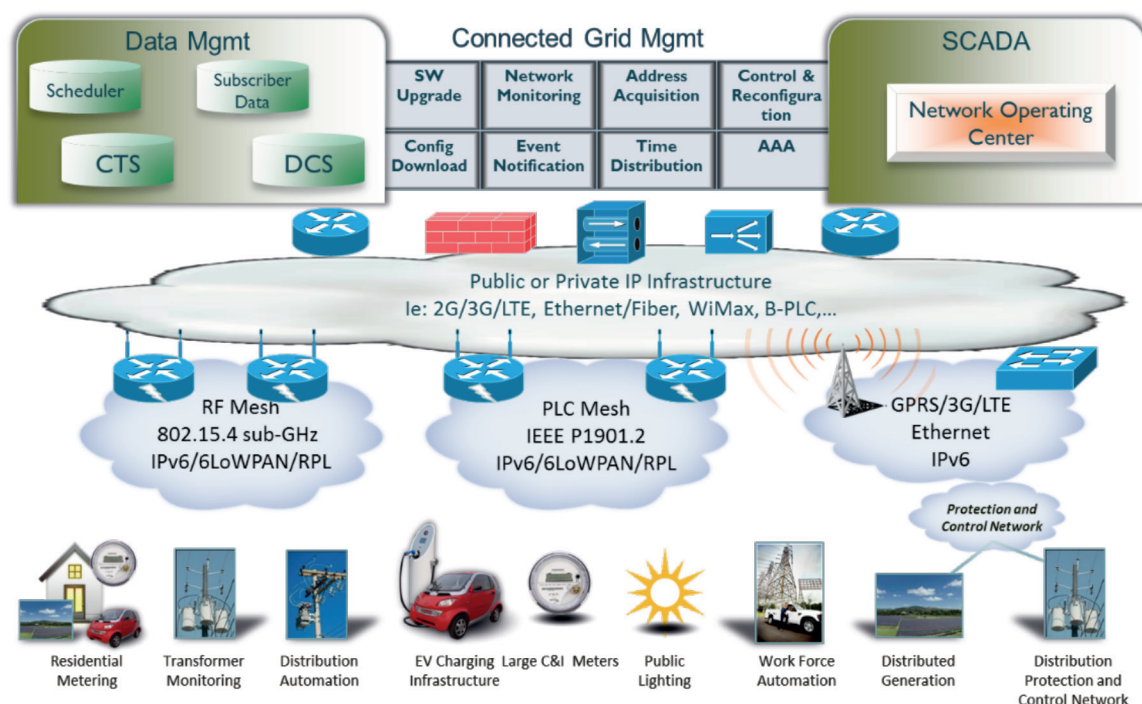


Figura 4.1: Tecnologie di accesso alla rete per i servizi delle Utility

budget ed estensione, del precedente programma quadro comunitario di incentivazione sulla ricerca e sviluppo, FP7) comprendono, tra i vari indicatori (key performance indicator-KPI) che si prefiggono di investigare, il grado di sperimentazione delle tecnologie IT per l'abilitazione dei servizi SMART.

Tra le tecnologie di comunicazione più promettenti, ognuna per peculiarità e specificità diverse, sono sicuramente da citare:

- WiFi, ZigBee, Wireless M-Bus, PLC (narrow e broadband) e protocolli SubGHz su base 6LoWPAN (a 169 o 868 MHz) in merito ad applicazioni di metering, raccolta dati da sensoristica e monitoraggio di parametri ambientali;
- Tecnologia radiomobile 3G/4G-LTE, DPLC (Digital Power Line Carrier) e WiFi/WiMAX (anche se ormai quasi abbandonato e sostituito da LTE), per applicazioni su scala geografica più ampia ed in generale in tutti gli scenari in cui serve una rete di accesso e backhaul verso il backbone (tipicamente in fibra ottica).

4.1.1 Sicurezza delle infrastrutture critiche

Appare immediatamente evidente che la notevole espansione delle tecnologie d'informazione e comunicazione nel controllo delle reti elettriche amplifica la richiesta di stru-

menti e meccanismi per la gestione della cyber security. Lo sviluppo della sicurezza ICT, dalla definizione dei requisiti alla gestione delle contromisure, è sostanzialmente basato sull'analisi delle architetture delle nuove funzioni di controllo delle SG.

Mentre in passato gli impianti industriali potevano essere considerati delle isole attaccabili solo fisicamente, oggi la loro "apertura" informatica li espone anche ad attacchi virtuali. Per danneggiare un'azienda o il funzionamento di un'infrastruttura critica come le reti di trasmissione elettrica o del gas, oggi è teoricamente sufficiente un attacco informatico portato da uno dei molteplici punti di accesso che vanno dal tablet con cui l'operatore di un'azienda interviene in remoto per eseguire alcune operazioni, ai sistemi SCADA e alle RTU di un impianto (dispositivi elettronici di controllo che interfacciano oggetti del mondo fisico al sistema di controllo SCADA, un domani, perfino dalla colonnina elettrica di ricarica dell'auto).

Tra le infrastrutture critiche, gli impianti di produzione rappresentano un punto particolarmente sensibile, sia perché un loro eventuale blocco metterebbe a serio repentaglio anche altri approvvigionamenti energetici di fonti primarie (gas naturale in primis), sia perché un blackout elettrico sarebbe assolutamente deleterio per il sostentamento dell'infrastruttura di telecomunicazioni - come l'episodio di settembre 2003 ha dimostrato.

Livello di criticità pari, se non superiore, è riscontrabile nella Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) dell'elettricità, grazie alla quale Terna, gestore della rete, garantisce il corretto dispacciamento in tempo reale dell'energia stessa, ovvero il perfetto equilibrio istantaneo tra produzione e consumo. La maggiore criticità in questo caso è data dall'interconnessione della RTN alle altre reti AT dei paesi confinanti. Pertanto la compromissione di tale asset avrebbe ripercussioni a livello europeo, una sorta di pandemia del sistema elettrico che potrebbe potenzialmente portare al collasso di intere nazioni in uno spaventoso effetto a cascata (come intravisto nell'evento di novembre 2006, originato in Germania).

In Italia, Terna e, in modo diverso, i distributori hanno cominciato ad affrontare il problema con un approccio inizialmente conservativo, prevedendo delle sperimentazioni con i Technologies provider per iniziare a creare i presupposti per contromisure efficaci al problema.

L'attenzione a livello governativo ed istituzionale è alta, si veda il "Piano Nazionale per la Protezione Cibernetica e la Sicurezza Informatica" emanato nel 2017 dalla Presidenza del Consiglio dei Ministri, ed in generale le esigenze percepite in tema di sicurezza ICT delle reti elettriche possono essere così riassunte:

- disporre di metodi di analisi e di valutazione dei rischi che tengano conto dei dettagli architetturali delle applicazioni di riferimento;
- quantificare i requisiti di sicurezza;
- valutare l'efficacia delle soluzioni specificate dagli standard di sicurezza disponibili;
- visualizzare gli effetti degli attacchi sulle funzioni di monitoraggio e controllo delle reti ICT ed elettriche;
- contribuire all'evoluzione degli standard di sicurezza.

Anche a livello europeo il tema della cyber security è in continua evoluzione; nel mese di luglio 2016 il Parlamento Europeo ha pubblicato delle linee guida che devono essere rispettate al fine di prevenire gli attacchi informatici delle Infrastrutture Critiche. Le Aziende che hanno la responsabilità di gestire le Infrastrutture Critiche stanno chiedendo in maniera comune all'industria ICT delle soluzioni di sicurezza informatica che permettano loro di distribuire dispositivi sicuri e reti con elevata protezione per applicazioni industriali.

In ambito normativo lo standard IEC 62443 [10] prende in considerazione gli aspetti della sicurezza informatica delle infrastrutture critiche, ed è in continua evoluzione. È stato emanato per fornire linee guida aggiornate di sicurezza e un elenco di procedure consigliate per le diverse parti e componenti di una rete di telecomunicazione. Questo standard

include anche informazioni per coloro che svolgono compiti diversi sulla rete elettrica, al fine di proteggerli contro le perdite di sicurezza e da attacchi sconosciuti. L'obiettivo finale della norma è quello di contribuire a migliorare la sicurezza delle reti e migliorare la protezione delle impostazioni di automazione e di controllo industriale.

Nell'ambito delle reti elettriche, lo standard di riferimento per la gestione "in sicurezza" dello scambio di informazioni tra i dispositivi è lo standard IEC 62351 [11]. In generale, tutti gli esperti di sicurezza convergono nel riconoscere che ci sono sei principali minacce di sicurezza che possono influire sulle reti interne che connettono le infrastrutture critiche: l'accesso non autorizzato, la trasmissione non protetta dei dati, i dati non crittografati, la registrazione di eventi incompleta, la mancanza di monitoraggio della sicurezza e gli errori umani nell'applicare delle configurazioni. È fondamentale per gli operatori di rete capire queste minacce, in modo da poter distribuire dispositivi che hanno sufficienti caratteristiche di sicurezza in atto e garantire che le loro reti siano al sicuro da minacce interne ed esterne.

4.1.2 La sfida di una piena Integrazione tra IT e OT

Come anticipato, negli ultimi anni il processo di gestione di una rete elettrica ha visto un incremento esponenziale delle informazioni disponibili e dei relativi sistemi di gestione che ha contribuito ad un **percorso di digitalizzazione** già in atto volto al miglioramento dell'efficienza e dell'affidabilità. Questa trasformazione è resa possibile grazie anche all'evoluzione delle infrastrutture di comunicazione (come descritto nel paragrafo precedente) e allo sviluppo tecnologico dei componenti delle Smart Grid.

In linea generale l'intero processo di gestione della rete è impattato da questa trasformazione. Si riporta in Figura 4.2 una sintesi delle principali fasi del processo.



Figura4.2: Processo di gestione della rete

- **Analisi e Pianificazione:** identifica le aree che richiedono un intervento ed indica le soluzioni sia per il potenziamento strutturale della rete sia per lo sviluppo dei sistemi di automazione.
- **Progettazione:** realizza i progetti esecutivi con le informazioni necessarie alla realizzazione delle attività di sviluppo della rete.
- **Realizzazione / Manutenzione:** gestisce i lavori di realizzazione dei progetti di potenziamento e sviluppo della rete e ne cura la manutenzione.
- **Esercizio Programmato:** Definisce l'assetto di rete per ciascun periodo dell'anno individuando le configurazioni più efficienti, convalida i piani di lavoro e scambia le informazioni con i distributori limitrofi e la società di trasmissione.
- **Configurazione sistemi tecnici (OT, operational technology):** gestisce tutte le attività di configurazione delle apparecchiature di misura, protezione e controllo e i sistemi di comunicazione per lo scambio dati.
- **Conduzione in tempo reale:** attraverso uno o più centri di telecontrollo supervisiona il corretto funzionamento della rete, gestisce sia le attività di riconfigurazione di rete a seguito di guasti sia quelle di intervento tramite le squadre operative.
- **Qualità Tecnica del Servizio:** produce e consolida gli indicatori relativi alla qualità del servizio erogato.

Frequentemente il percorso di digitalizzazione viene attuato per ogni singola funzione con scarso coordinamento con le altre. Si sviluppano così sistemi IT a supporto del processo con una finalità specifica per ciascuna funzione:

- Software di progettazione;
- Geographical Information System (GIS);
- Enterprise Resource Planning (ERP);
- Customer Relationship Management (CRM);
- Advanced Metering Infrastructure (AMI).

Similmente i sistemi Tecnici (OT) sono spesso sviluppati in maniera autonoma, rinnovando i sistemi esistenti senza un approccio unitario. Indichiamo di seguito i principali:

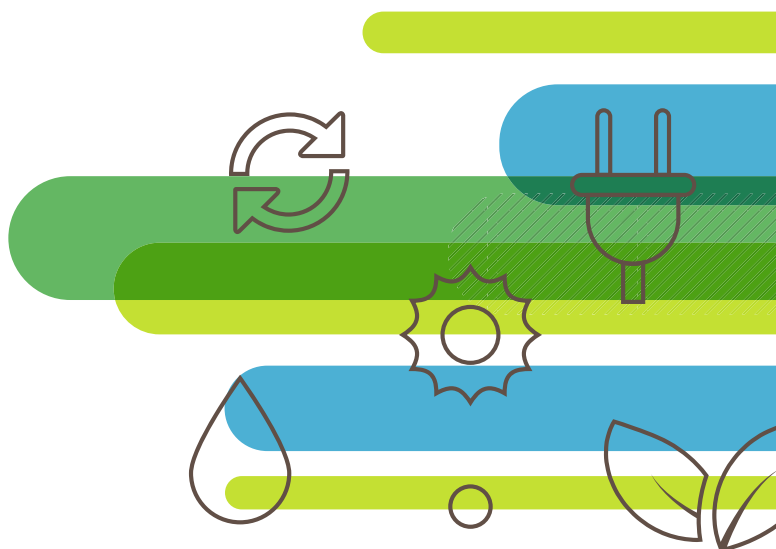
- apparecchiature di protezione, automazione e segnalazione guasti;
- sistemi periferici di Automazione;
- sistemi di telecontrollo con le seguenti funzionalità di:
 - SCADA;
 - DMS (Distributed Management System);
 - OMS (Outage Management System).

Quando questa trasformazione avviene in maniera non-coordinata tra le varie funzioni, pur portando ad indubbi vantaggi gestionali nel breve periodo, non raggiunge i risultati attesi di ottimizzazione di processo: la proliferazione dei dati rischia di rallentare l'intero processo e comprometterne l'efficienza. Una delle cause principali di questo problema risiede nel fatto che le varie funzioni del processo attingono informazioni da sorgenti diverse, non sincronizzate, che non condividono lo stesso modello di rete o le stesse informazioni geografiche. Inoltre, utilizzando sistemi "a silos", molto spesso l'output di una funzione deve passare alla funzione contigua in maniera manuale.

Le Utility che hanno ottenuto i massimi benefici della **trasformazione digitale** hanno avviato un approccio sistematico con l'obiettivo di migliorare l'efficienza e l'affidabilità dell'intero processo di gestione della rete a partire dalle funzioni di pianificazione fino alla manutenzione, passando per le attività di conduzione in tempo reale.

Il primo passo di questo approccio consiste nel fare in modo che i vari sistemi condividano le stesse informazioni e contribuiscano nella stessa direzione all'efficienza del processo realizzando una piena integrazione tra IT e OT.

Questa integrazione può essere raggiunta sfruttando l'infrastruttura di rete sviluppata per comunicare in tempo reale con il mondo OT (tramite protocolli tipici per queste attività come IEC 104, DNP3, IEC 61850) e tramite sincronizzazione dati nel mondo IT con un modello ad oggetti (ad esempio tramite protocolli Common Information Model CIM) andando a sviluppare un sistema Integrato per la Gestione della rete di Distribuzione (Integrated Distribution Management System) come schematizzato in Figura 4.3.



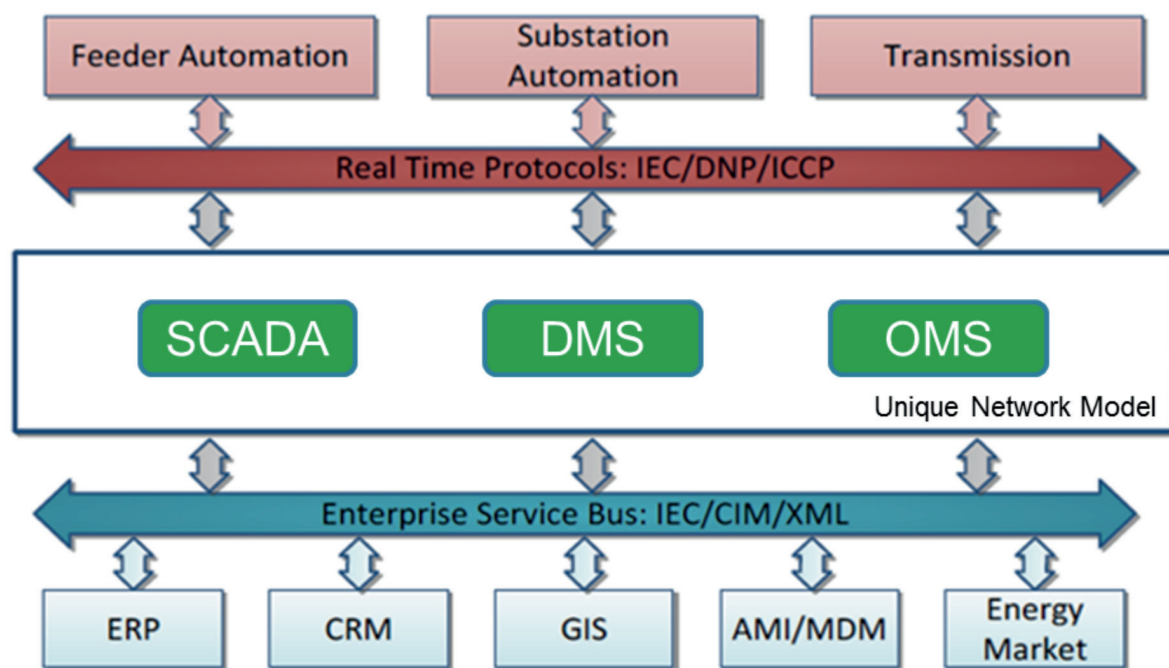


Figura 4.3: Sistema Integrato per la Gestione della rete di Distribuzione

Il risultato di questa integrazione è quello di permettere a ciascuna funzione di dare il proprio contributo condividendo lo stesso Modello di Rete, favorendo la condivisione delle informazioni tra le varie funzioni e tracciando il processo di scambio dati. Inoltre è così possibile realizzare delle visualizzazioni geografiche nel Centro di Telecontrollo grazie all'integrazione dei dati provenienti dal GIS e dallo SCADA.

4.1.3 Casi d'uso tipici

Le funzioni di **Analisi/Progettazione** e di **Esercizio Programmato** possono avere una correlazione diretta tra le informazioni geografiche (provenienti dal GIS) e lo SCADA di Telecontrollo, potendo relazionare lo stesso oggetto (Linea aerea, Linea in cavo, Cabina Primaria, Cabina Secondaria, Trasformatore, Protezione, Interruttore, ...) all'interno di una visualizzazione sia unifilare che cartografica. In questo modo la funzione di **Progettazione** può operare direttamente (in modalità Simulazione) sullo stesso modello di Rete in esercizio aggiornato in tempo reale con i dati provenienti dallo SCADA. I risultati di questa attività possono essere sincronizzati direttamente con il sistema GIS e portati nell'ambiente di produzione una volta completate le attività di **Realizzazione**.

Anche le attività del Call Center possono beneficiare di questa integrazione nella relazione con i clienti. Durante la ge-

stione di un'attività di intervento per ripristino a seguito di un guasto, il modulo OMS individua i clienti potenzialmente impattati dall'evento e i tempi stimati di risoluzione. Queste informazioni possono essere rese visibili al Call Center che può comunicarle direttamente in caso di chiamate da parte di clienti. Inoltre lo scambio di questa informazione è bidirezionale: la funzione di Conduzione in Tempo Reale è informata direttamente in sala controllo dei clienti che hanno segnalato un guasto; queste segnalazioni sono inoltre evidenti sulle visualizzazioni geografiche dello SCADA di telecontrollo. In caso di segnalazioni provenienti da porzioni di rete poco automatizzate, le informazioni possono essere utili nell'individuazione dei tratti guasti.

Principali benefici economici:

- miglioramento della sicurezza e affidabilità della rete;
- riduzione dei picchi di potenza e delle perdite tecniche e non tecniche;
- miglioramento della qualità tecnica del servizio;
- miglioramento della qualità della tensione;
- riduzione dei tempi di risoluzione guasti e pronto intervento;
- maggior livello di utilizzo degli asset e riduzione degli investimenti.

4.2 PIATTAFORME PER IL CONTROLLO DI VIRTUAL POWER PLANT O UNITÀ VIRTUALE ABILITATA E MICRORETI

Come richiamato nei capitoli precedenti, il sistema elettrico si è arricchito di attori rispetto alla visione tradizionale (Figura 4.4).

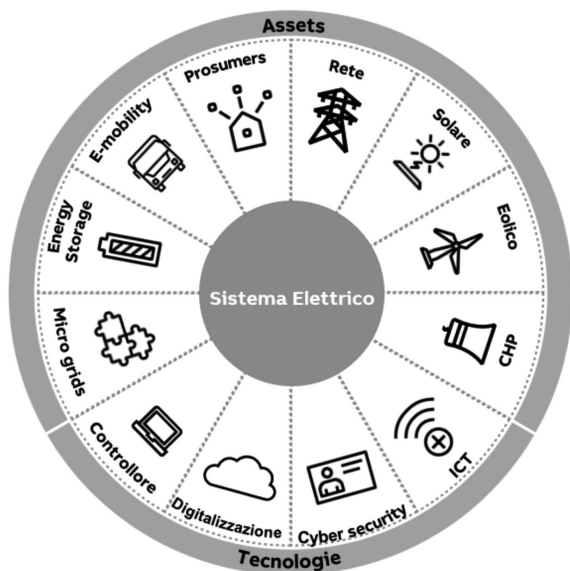


Figura 4.4: Evoluzione del sistema elettrico

In particolare, ponendo l'attenzione sulla GD, si richiama che, sebbene singoli contributi della GD possano essere considerati trascurabili e potenziale sorgente di disturbo in una gestione convenzionale della rete elettrica, al contrario l'aggregazione di più impianti di GD e/o di utenze elettriche atti ad agire virtualmente come una singola unità verso il sistema esterno offre possibilità che la singola unità non permette.

4.2.1 Virtual Power Plant - Unità Virtuale Abilitata

L'impianto virtuale, Virtual Power Plant (VPP), o Unità Virtuale Abilitata (UVA), come definita nella Delibera ARERA 300/17 (Cap. 3), si presenta sul sistema elettrico come un'unica grande unità di produzione/consumo "tradizionale", in grado di prevedere e garantire il profilo di scambio complessivo con il sistema e di fornire servizi ancillari. La maggior parte delle tecnologie di generazione di energia possono essere incluse in un VPP, ad esempio biomasse, CHP, micro CHP, eolica, solare, idroelettrica, energia termica, motori diesel, sistemi di accumulo e microreti on grid.

Un VPP non aggrega semplicemente la capacità dei diversi impianti che lo compongono, ma crea anche un profilo operativo dalla composizione dei parametri caratteristici di ogni

unità incorporando vincoli anche non direttamente legati alla produzione di energia elettrica ma di natura economica. In generale, il gestore della VPP può non coincidere con i proprietari delle unità di produzione/accumulo/carico che partecipano all'aggregato. Un VPP, essendo un aggregato tecnico-economico di punti di immissione e, per generalità, anche di prelievo, non comprende la rete pubblica di distribuzione: nelle regole di partecipazione delle VPP al mercato vanno quindi comprese le modalità (ex-ante o in tempo reale) con cui il DSO può limitare l'intervento delle singole unità al fine di garantire adeguati livelli di qualità della fornitura sulla propria rete. Come esempio applicativo di UVA, si rimanda al Capitolo 5.

Il componente chiave di un VPP è il sistema di controllo e ottimizzazione degli impianti, ovvero la piattaforma di aggregazione. La piattaforma deve disporre di un'elevata disponibilità per soddisfare i severi requisiti per la fornitura di servizi di rete. Deve essere scalabile in modo da poter incrementare il numero di elementi gestiti senza complicazioni o interruzioni, e deve rispettare i più elevati standard di sicurezza informatica. Deve essere in grado di eseguire l'ottimizzazione, di tipo tecnica e commerciale, adeguata alle varie fasi dell'esercizio del sistema elettrico, tra cui day-ahead, intra-day e in tempo reale, utilizzando dati storici di produzione, meteorologici quali temperatura, direzione del vento e velocità del vento, per prevedere la capacità di produzione e, se aggrega anche consumatori, la domanda di carico entro un orizzonte temporale che spazia dalla decina di minuti a diversi giorni.

Utilizzando queste previsioni, il VPP deve essere in grado di calcolare l'impegno unitario ottimale e comunicare gli orari a ciascuna unità dell'aggregato, aggiornando continuamente le previsioni ed i programmi di impegno e comunicando le modifiche alle unità interessate. A loro volta, le singole unità devono rendere noto il proprio stato operativo e la *flessibilità* (in termini di potenza attiva e reattiva) che mettono a disposizione per la fornitura dei vari servizi.

Idealmente, la piattaforma (Figura 4.5) dovrebbe essere modulare e includere una serie di elementi costitutivi per la previsione, il controllo, l'ottimizzazione, il trading, la gestione del portafoglio e la fatturazione, secondo le modalità previste per la partecipazione a MSD (Cap. 3), nonché la gestione di allarmi ed eventi, l'archiviazione di dati storici e altre funzionalità di controllo e ottimizzazione standard.



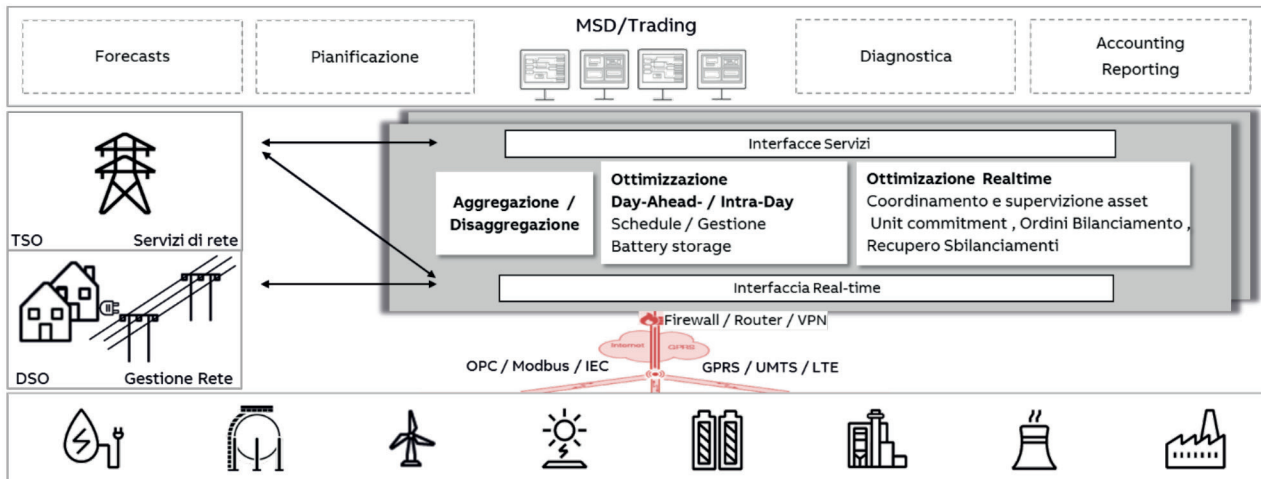


Figura 4.5: Sistema di controllo ed ottimizzazione di una VPP

4.2.2 Microreti

Il concetto di VPP è parallelo a quello di “microrete”, che rappresenta un ulteriore modello in cui generazione distribuita e consumo sono adiacenti. Una microrete, o microgrid, è un sistema geograficamente circoscritto e di dimensioni limitate composto tipicamente da impianti di generazione, centri di consumo e Sistemi di Accumulo (SdA) e di una propria rete elettrica che li collega. Ha l’obiettivo di ottimizzare la qualità e l’affidabilità della fornitura energetica (sia elettrica, che termica) ai propri utenti connessi, apportando benefici economici, ed è in grado di operare sia on-grid (connessa alla rete principale) che off-grid (funzionamento in isola).

Le microreti sono inoltre una valida alternativa a investimenti nelle reti di trasmissione e distribuzione, laddove una crescente richiesta di energia elettrica possa essere soddisfatta da nuove installazioni di generazione distribuita, preferibilmente da fonti rinnovabili, in ambiti geograficamente limitati e in grado di funzionare in isola o, quanto meno, di richiedere una potenza di scambio limitata con la rete principale. Questo modello è, infatti, adottato estesamente nei paesi in via di sviluppo dove non è ancora presente una rete pubblica capillare e affidabile.

In accordo con gli odierni codici di rete, la generazione distribuita deve essere disconnessa in situazioni di disservizio, ma è proprio in queste situazioni di emergenza che le microreti offrono i maggiori benefici, essendo in grado di alimentare i carichi anche in presenza di guasti sulla rete elettrica.

La gestione di una microrete richiede un software di monitoraggio e controllo sviluppato su più livelli gerarchici in grado

di gestire i carichi ed i generatori (Figura 4.6). I controlli veloci sono demandati a logiche locali su singoli apparati (tipicamente generatori, sistemi di accumulo), mentre controlli più lenti, anche centralizzati, si occupano di mantenere il bilancio atteso tra carico e produzione. In alcuni scenari può essere necessario integrare funzionalità avanzate, quali la programmazione ottimale della produzione e dei sistemi di accumulo basata sul forecasting delle fonti rinnovabili.

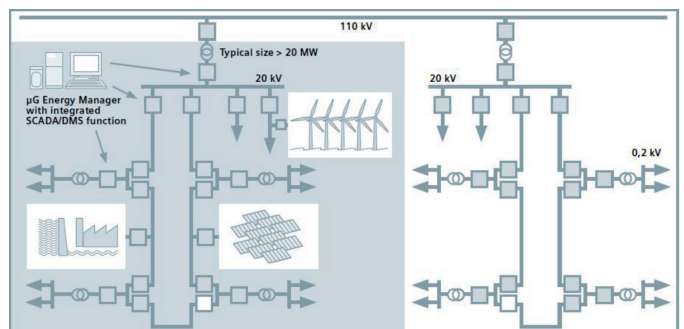


Figura 4.6: Esempio di microgrid per le utenze

Riassumendo, le principali caratteristiche ed i benefici delle microgrid sono:

- **Autonomia:** le microgrid includono generazione, accumulo, carico, e possono operare autonomamente in entrambe le modalità on-grid e off-grid minimizzando le emissioni locali di CO₂ e massimizzando il consumo da fonti rinnovabili. Inoltre, quando esercita in isola, la microgrid è in grado di bilanciare carichi e generazione mantenendo

i valori di tensione e frequenza entro certi limiti prestabiliti.

- **Stabilità:** in modalità off-grid una microgrid può operare in maniera stabile ed indipendente, sia in condizioni normali di esercizio, sia durante fenomeni transitori.
- **Compatibilità:** le microgrid sono completamente compatibili con le reti esistenti e possono essere considerate come unità funzionali che supportano la crescita del sistema in un modo economicamente favorevole.
- **Flessibilità:** la crescita e l'espansione delle microgrid non necessita di precise previsioni e pianificazioni di futuri aumenti di potenza. Esse sono inoltre tecnologicamente neutrali ed in grado di funzionare con un mix produttivo molto differenziato.
- **Efficienza:** il sistema di controllo è in grado di ottimizzare le risorse di generazione anche attraverso la gestione della domanda.
- **Modello peer-to-peer:** le microgrid possono supportare un vero modello peer-to-peer per operazioni, controllo e scambio di energia anche con la rete alla quale sono connesse.

4.3 AUTOMAZIONE E CONTROLLO DELLA RETE E DELLA PRODUZIONE/CARICO

4.3.1 Automazione e controllo delle reti di distribuzione

L'integrazione della GD trasforma la tradizionale infrastruttura di distribuzione in una rete attiva in cui i flussi di energia sono bidirezionali e il controllo non è più centralizzato ma distribuito, coinvolgendo carichi, generazione e sistemi di accumulo connessi alla rete di distribuzione. Al fine di conseguire l'integrazione della GD, sono state progressivamente aggiornate le norme CEI 016 [4] e CEI 021 [5] che regolamentano la connessione alla rete di distribuzione dei clienti passivi e attivi rispettivamente alle reti MT e BT.

Innanzitutto, sono stati affrontati i temi che riguardano l'esercizio della rete di distribuzione:

- a) funzione di protezione e teledistacco dei generatori per il controllo/esclusione di eventuali isole indesiderate supportate da GD;
- b) limitazione della potenza attiva, al fine di evitare l'eventuale distacco dell'impianto per sovratensione al nodo di connessione;
- c) regolazione delle protezioni dei generatori per non interferire con la selettività logica lungo linea e ricerca del tronco guasto;

- d) partecipazione, in prospettiva, della GD al controllo della tensione tramite regolazione della potenza reattiva (e attiva).

Come visto, con l'eccezione delle funzioni di protezione (a), le funzionalità (b, c, d) possono essere realizzate dal Controllore Centrale di Impianto (Cap. 3). Nel seguito verranno brevemente sintetizzate queste funzioni.

Le esigenze di esercizio della rete di distribuzione, in particolare l'esclusione d'isole indesiderate (punto a), può comportare problematiche di esercizio del sistema complessivo, soprattutto per quanto riguarda il distacco intempestivo della GD su transitori di frequenza-tensione originatisi sulla rete di trasmissione. Per bilanciare queste esigenze globali con quelle locali, sono state aggiunte alcune funzionalità:

- riduzione/incremento automatica della potenza immessa per sovra/sotto-frequenza;
- insensibilità agli abbassamenti di tensione (Voltage Fault Ride Through, VFRT);
- partecipazione ai piani di difesa (teledistacco totale o parziale dei generatori – RIGEDI);
- monitoraggio della rete MT, anche tramite acquisizione e calcolo differenziato dei valori aggregati di generazione al punto di scambio.

Elemento qualificante dell'architettura del sistema di controllo Smart è la presenza di un protocollo di comunicazione particolarmente efficace nel trasmettere dati real-time (misure ed eventi) e che consente un dialogo "orizzontale" fra apparati periferici: il protocollo IEC 61850 [9]. L'uso intensivo di questo protocollo è stato valutato nei progetti pilota (Cap.3) e ha dimostrato l'efficacia al variare di diversi vettori di comunicazione in fibra ottica, powerline e wireless, sia con soluzioni dedicate, sia tramite rete pubblica. In particolare, le soluzioni implementate hanno dovuto considerare la migrazione dai sistemi di telecontrollo esistenti (pannelli cablati o con protocolli tradizionali) e l'integrazione di apparati di diverse generazioni, permettendo al DSO di applicare gradualmente le funzioni Smart. Questo ha interessato tutti i livelli: dalla comunicazione DSO/TSO all'integrazione di logiche avanzate in Cabina Secondaria, passando per lo sviluppo dello SCADA/DMS e l'allestimento completo dei sistemi in Cabina Primaria.

Per quanto riguarda l'integrazione delle risorse della GD, un'importante innovazione è rappresentata dall'introduzione di telescatto e selettività logica nella rete MT (punto c). L'invio di un segnale di telescatto alla GD consente di distaccare solo la GD effettivamente associata alla porzione di rete guasta, evitando fuori servizio agli altri utenti; nel contempo la selettività logica tra le cabine del Gestore di Rete

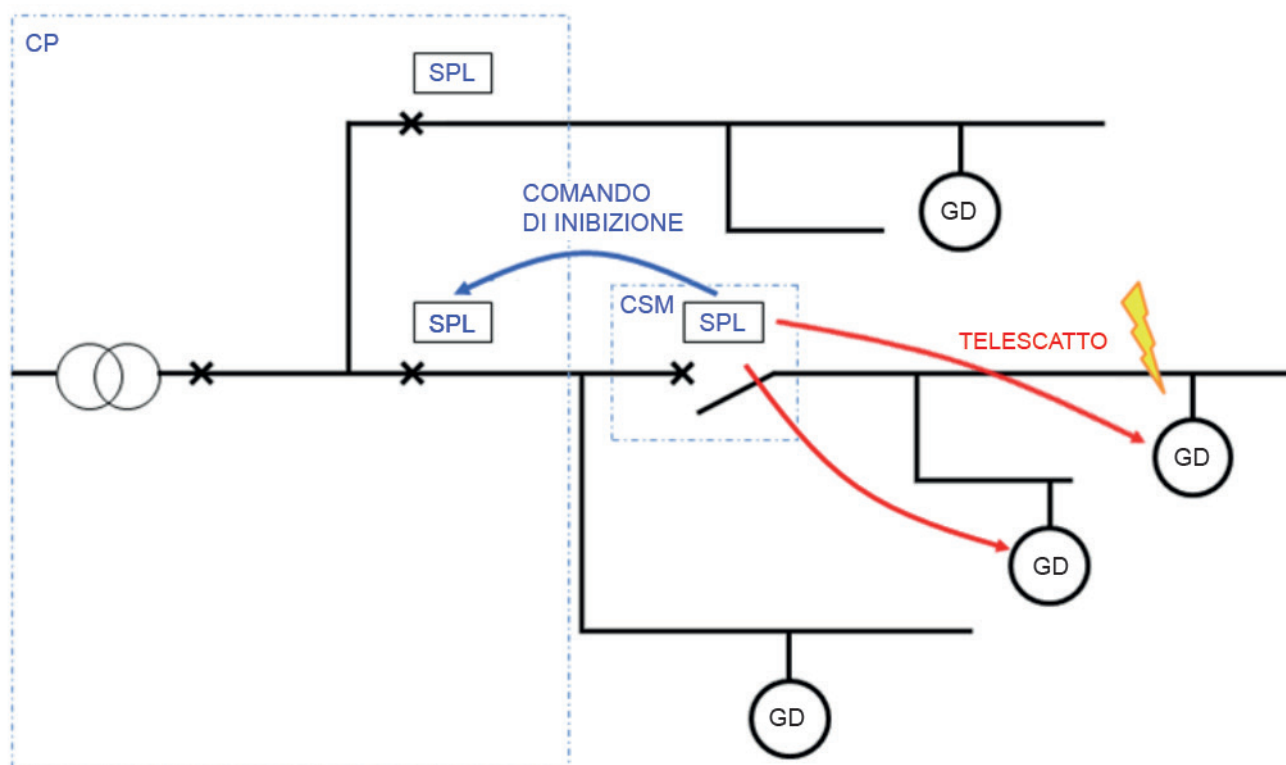


Figura 4.7: Funzione di selettività logica con telescatto

permette di individuare il tratto di rete minimo da mettere fuori servizio.

Per quanto riguarda la regolazione innovativa della tensione (punto d), questa funzione può essere implementata tramite diverse alternative:

- algoritmo di regolazione della tensione in Cabina Primaria (CP) e presso l'utente attivo. In CP un controllore operante su workstation industriali, ridondate e dotate di HMI, interagisce con lo SCADA e pubblica i dati aggiornati in tempo reale per il controllo dei parametri, svolgendo i compiti-chiave di monitoraggio e regolazione verso il campo, la cui attuazione è demandata ad apparati di controllo installati presso gli impianti di GD;
- regolazione della tensione di rete lato MT, tramite commutatore sotto carico basato sul principio di funzionamento a reattanza, e posizionabile sopra la parte attiva del trasformatore. Durante la commutazione vengono inserite delle impedenze che evitano cortocircuiti tra gli scalini di regolazione, e lo spegnimento dell'arco avviene con interruttori sottovuoto;
- regolazione di tensione lato BT tramite un trasformatore con variatore sotto carico senza aggiungere perdite addizionali e senza necessità di manutenzione.

L'unità di controllo include un PLC di piccole dimensioni adatto a diversi tipi di protocolli di comunicazione (standard: IEC 60870-5-104 [8] e Modbus RTU, disponibili: IEC 60870-5-101/103 [12], IEC 61850 [9] e DNP 3.0);

- per potenze fino a 1.000 kVA l'utilizzo nello stesso corpo macchina di un trasformatore convenzionale e di un trasformatore "booster" in serie permette di raggiungere milioni di operazioni con bassissime necessità di manutenzione, grazie all'uso di contattori in bassa tensione, tecnologia testata e affidabile. La regolazione lavora su gradini di ampiezza regolabile.

Tra le opportunità per le aziende che producono apparecchiature elettriche ed elettroniche si possono individuare quattro categorie di componenti innovativi per ciascun livello funzionale: ICT, Protezioni e Sensori, sistemi di gestione e controllo, componenti elettromeccanici.



CENTRI OPERATIVI EVOLUTI	CABINA PRIMARIA SMART	UTENTE ATTIVO
SCADA	Sistema di controllo centrale	Sistema di Protezione Generale (SPG) innovativo
DMS	Sistemi di previsione della GD e/o del carico	Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI) innovativo
Applicazioni Web Based	Ottimizzazione delle risorse di rete	Controllore del generatore
Work Force Management	Protezioni di linea innovative	Load shedding
Interfaccia verso il TSO	Pannello integrato per trasformatore AT/MT	Sistema di previsione della produzione
Rete di comunicazione IP	Router e switch	Contatori e analizzatori di rete
	Apparecchiature di monitoraggio della qualità della tensione	Router
	Sensori su interruttori di potenza per manutenzione predittiva	

4.3.2 Automazione e controllo degli impianti industriali, commerciali e dei servizi

La ricerca di una sempre maggiore affidabilità ed efficienza energetica nei settori industriale, commerciale e dei servizi privati e pubblici, ha spinto verso una sempre maggior diffusione della generazione all'interno dei siti produttivi. Come visto al capitolo 3, i "Sistemi Semplici di Produzione e Consumo" SSPC (nei quali sono andati a confluire i "Sistemi Efficienti di Utenza" - SEU) godono di parziale esenzione dagli oneri di sistema.

Proprio la crescita del numero di generatori determina la necessità di strumenti più sofisticati per monitorare ed ottimizzare la gestione del carico e della generazione stessa.

I moderni Power Management System (PMS) sono basati sull'integrazione di relè di protezione dalle elevate prestazioni, I/O distribuiti, sistemi di controllo e monitoraggio e stazioni di ingegneria. Il fattore abilitante è costituito dalla rete di comunicazione e dalla disponibilità di elevate quantità di informazioni nel tempo reale.

Poiché i relè di protezione sono una necessità imprescindibile di qualunque sistema elettrico, essi rappresentano la base logica su cui costruire un sistema completo di automazione e controllo di generazione e carico. La disponibilità di un elevato numero di ingressi ed uscite, di registrazione dati, di misure e di diagnostica, unitamente all'elevata program-

mabilità delle protezioni a microprocessore, rende obsoleta l'installazione di RTU, PLC, oscillografici, trasduttori e misuratori vari e consente di ridurre significativamente la complessità ed i costi impiantistici, offrendo al contempo un'elevata affidabilità.

Le funzioni tipicamente richieste ad un PMS sono:

- gestione ottimizzata delle risorse produttive in sito, in funzione della presenza o meno della rete esterna;
- controllo della frequenza e della tensione, sia in isola, sia nel punto di connessione con la rete esterna;
- separazione dalla rete esterna in caso di guasti o perturbazioni e passaggio in isola;
- distacco dei carichi secondo sequenze adattative, in funzione dell'entità dello sbilanciamento tra generazione e carico;
- controllo della ri-sincronizzazione in uno o più punti della rete;
- funzioni di HMI per la supervisione, il monitoraggio ed il controllo della rete elettrica ai fini dell'esercizio, dell'analisi dei guasti e della manutenzione;
- registrazione dei dati ad alta risoluzione per analisi accurate dello stato degli impianti;
- integrazione con i sistemi di asset management.

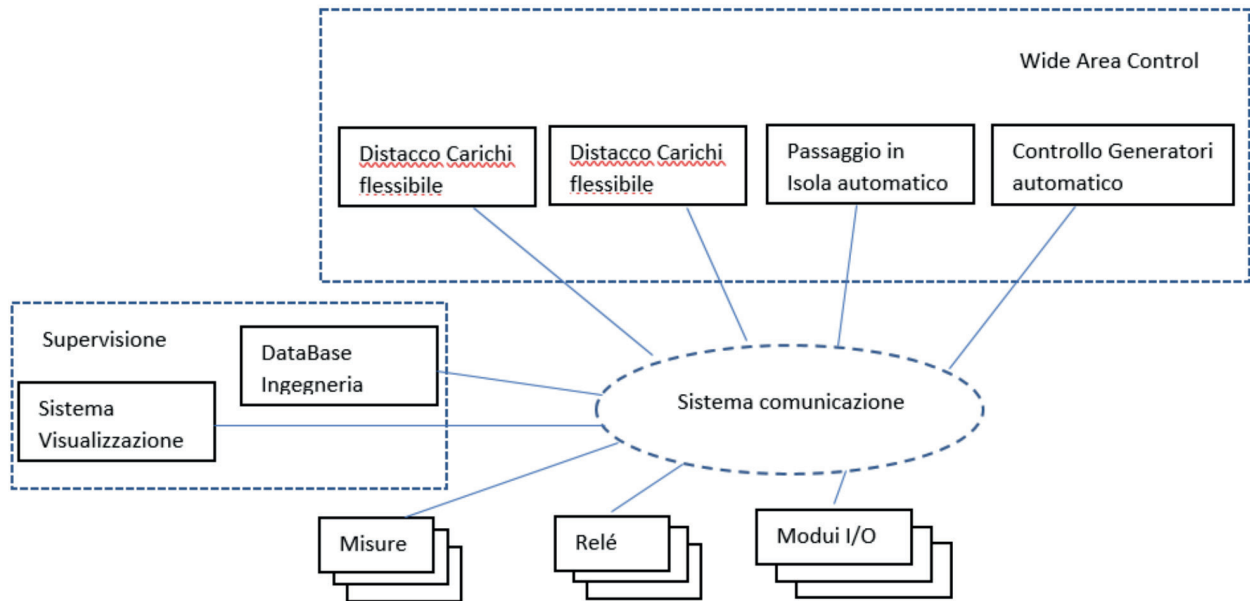


Figura 4.8: Architettura di un moderno Power Management System

Il PMS deve ottimizzare l'uso dell'alimentazione dalla rete esterna e della generazione interna tenendo conto delle diverse modalità di esercizio (quando solo la rete esterna è presente; quando sono presenti sia la rete, sia la generazione interna; quando l'impianto è in isola), dando all'operatore la possibilità di decidere se e quanta energia importare, e deve assicurare il passaggio da una condizione di esercizio all'altra minimizzando le perturbazioni al sistema (e quindi sull'attività produttiva).

Al passaggio in isola, tenendo conto della tipologia della generazione interna (rinnovabile o convenzionale) e delle prestazioni di ciascuna macchina, il PMS deve assicurare la stabilità di frequenza e tensione e la gestione economicamente più efficiente delle risorse.

Per reagire alla mancanza di generazione o allo sbilanciamento tra produzione e carico, il PMS deve implementare anche sistemi di load shedding con sequenze diverse a seconda dell'entità della perturbazione e delle condizioni di rete. Il PMS deve infatti calcolare dinamicamente la quantità di carico da staccare per ogni predefinito evento prima dell'accadere dello stesso, selezionare dinamicamente i singoli carichi da staccare sulla base di priorità impostabili liberamente, di misure della potenza consumata e della topologia della rete di stabilimento, e rispondere al verificarsi dell'evento in tempi tipicamente inferiori ai due cicli.

Nel caso in cui nel sito siano presenti più generatori può essere necessario prevedere uno Smart Automatic Synchronizing System in grado di gestire la sincronizzazione di diversi assetti di impianto in isola e la riconnessione di una o più porzioni di impianto alla rete esterna, in maniera coordinata con le altre funzioni di controllo locale (quali regolatori di frequenza e tensione dei generatori, regolatori sotto carico dei trasformatori) e di controllo centralizzato (load shedding).

Da ultimo, la possibilità di utilizzare le PMU (Phasor Measurement Unit), in apparati dedicati o addirittura integrate nei relé di protezione, consente di migliorare la stabilità del sistema. Le PMU, o sincrofasori, sono misure sincronizzate di tensioni e correnti acquisite da TA e TV tradizionali ed inviate ad apparati centrali per l'elaborazione. L'uso dei sincrofasori in ambito industriale consente pertanto di acquisire dati ad alta risoluzione per monitorare in tempo reale le dinamiche del sistema (tipicamente dei generatori) e archiviare dati per la post-analisi con una risoluzione molto maggiore rispetto ai tradizionali sistemi di registrazione eventi (le PMU trasmettono fino a 60 messaggi al secondo al sistema di controllo, che è in grado di preservare la stabilità del sistema). Questo rappresenta un'evoluzione dei tradizionali SCADA destinati principalmente alla visualizzazione e all'allarme, in quanto consente agli operatori di prendere decisioni in tempo reale e di minimizzare gli impatti sui cicli produttivi.

Un caso particolare è rappresentato dagli impianti off-shore in cui è necessario definire il livello di generazione di riserva con un adeguato bilanciamento tra costi di investimento e costi operativi da un lato, e perdite di ricavi derivanti dalla fermata dell'impianto dall'altro. Il modo in cui la capacità di riserva è fornita è inoltre altrettanto importante del suo dimensionamento: una riserva ben dimensionata può rivelarsi insufficiente se non correttamente distribuita tra le risorse disponibili.

Il comportamento dinamico della capacità di riserva, così come la quantità di riserva che è da ultimo disponibile, sono fattori critici nel determinare come un impianto si comporta in caso di perturbazioni o di perdita della connessione con la rete.

Tutto questo richiede una rete di comunicazione ridondata negli impianti di maggiori dimensioni con elevate prestazioni in termini di latenza (tipicamente gli impianti petrolchimici, gli impianti off-shore, i siti dell'industria metallurgica o i data center).

Lo standard IEC 61850 Ed. 2 [9], ed in particolare la sezione IEC 61850-90-4 [13], definisce alcuni requisiti della rete di telecomunicazione per le diverse tipologie di applicazioni; per sistemi ad alta velocità (Transfer Time Class 6) e per sistemi di controllo che prevedono comunicazione machine-to-machine, il tempo di trasferimento deve essere minore di 3 ms e senza alcuna perdita di messaggi.

Non è facile soddisfare tali requisiti senza un'attenta analisi ed un'accurata progettazione della rete di telecontrollo. Tale fase di progettazione deve tenere conto anche delle ridondanze richieste per garantire il funzionamento del sistema, anche a seguito di uno o più guasti degli apparati di rete.

Lo standard IEEE 802.3 [14] (Ethernet) è diventato predominante ed è quindi imperativo analizzare le prestazioni degli algoritmi di Rapid Spanning-Tree che intervengono a seguito di un guasto. È risultato evidente che tali prestazioni degradano con l'aumentare del numero di switch; alcune topologie di rete (es. Ladder) minimizzano i tempi di convergenza dell'algoritmo e ne rendono le prestazioni deterministiche e riproducibili. Un nuovo approccio (SDN, Software Defined Network), mutuato da tecnologie già ampiamente utilizzate nei data center, supera definitivamente le limitazioni dello Spanning Tree. Impiegando SDN è possibile definire a priori collegamenti di back-up multipli che possono essere attivati istantaneamente, senza dover attendere i tempi di riconfigurazione tipici degli algoritmi basati su Rapid Spanning-Tree (RSTP). Tale tecnologia, inoltre, garantisce un controllo totale della propria infrastruttura di comunicazione anche in ottica di cybersecurity.



CAPITOLO 5

CASI APPLICATIVI

CASO 1: Applicazioni navali

1. Tipologia del cliente

Industria Oil & Gas.

2. Esigenza

Le drillship sono navi mercantili progettate per essere utilizzate nella trivellazione esplorativa di nuovi pozzi di petrolio o di gas in mare aperto, oltre che per scopi di perforazione a carattere scientifico.

Negli ultimi anni tali navi sono sempre più frequentemente destinate ad applicazioni in acque profonde e sono equipaggiate con i più recenti ed avanzati sistemi di posizionamento dinamico. Mantenere la posizione è quindi fondamentale, in quanto la deriva può comportare conseguenze ambientali ed economiche molto gravi.

Le navi da perforazione fanno affidamento sulla potenza elettrica per mantenere la posizione corretta in acque profonde in condizioni variabili di vento, moto ondosso e correnti oceaniche. E' pertanto necessario assicurare una gestione affidabile delle risorse elettriche ed il pieno controllo delle stesse dalla sala comando.

3. Breve descrizione del progetto

Una drillship, avente classe 2 di Posizionamento Dinamico (DP), stava riscontrando problemi con il sistema di gestione dell'alimentazione (Power Management System, PMS). A causa di problemi di comunicazione tra il PMS ed il sistema DP, la nave non poteva operare oltre il 60% della sua potenza nominale per evitare la perdita dei propulsori e, quindi, la perdita di controllo della posizione.

Nell'intervallo tra più missioni di perforazione, la proprietà ha contattato un'azienda del settore per progettare una soluzione economica e che potesse essere implementata rapidamente in grado di fornire al sistema di posizionamento dinamico della nave informazioni critiche sull'impianto in tempo reale.

L'uso dell'automazione, abbinato ad un sistema di comunicazione affidabile e con elevate prestazioni, consente oggi all'equipaggio di prendere le decisioni corrette sul livello di potenza necessario per far funzionare i propulsori al variare delle condizioni e di funzionare a pieno regime.

4. Analisi costi - benefici

Con costi operativi dell'ordine del milione di euro al giorno, l'esistenza di un limite sulla potenza ha un impatto considerevole sulla redditività di una nave da perforazione.

Attraverso l'investimento in un sistema avanzato di Power Management, la nave è stata in grado di aumentare la propria potenza del 40% con i seguenti benefici:

- aumentare la produttività e risparmiare carburante;
- risparmiare costi di manutenzione evitando le spese di un'importante revisione.

Il costo per i miglioramenti del sistema è stato recuperato in una missione.



CASO 2: Applicazione impianti con processi critici

1. Tipologia del cliente

Industria Oil & Gas.

2. Esigenza

Si tratta di una raffineria che produce e confeziona lubrificanti, fornendo anche petrolio nell'Europa meridionale e nel Mediterraneo.

La presenza di processi critici rende le interruzioni dell'alimentazione elettrica a questo impianto potenzialmente catastrofiche, sia in termini economici, sia in termini ambientali. Inoltre, se da un lato l'uso della generazione locale composta da quattro turbine a gas, consente di migliorare efficienza e affidabilità, dall'altro aumenta la necessità di monitorare le macchine e di gestire i carichi in tutta la struttura.

Il sistema di protezione e controllo era il risultato di stratificazioni avvenute negli anni e si basava in gran parte su relè lenti e inaffidabili, con limitata diagnostica e visione dello stato di funzionamento del sistema.

Velocità, precisione, affidabilità e sicurezza erano gli obiettivi da raggiungere con l'installazione di un nuovo Power Management System.

3. Breve descrizione del progetto

La raffineria ha selezionato un "Power Management and Control System" di un'azienda del settore. Il sistema comprende relè di protezione intelligenti, algoritmi Wide-Area Control, diagnostica ed ingegneria, visualizzazione ed archiviazione dei dati.

Le funzioni di automazione sono state progettate per massimizzare l'affidabilità e la cybersecurity, per prevenire, rilevare e mitigare i blackout. Un fattore chiave del progetto è stata la disponibilità di tempi operativi inferiori a 40 ms, indispensabili a garantire la stabilità del sistema.

Gli schemi di Wide-Area Control sono stati distribuiti su apparecchiature separate e ogni algoritmo è indipendente dagli altri, cosicché la perdita/modifica di un sistema non pregiudica il funzionamento degli altri. Gli algoritmi tengono conto

della topologia di rete e della potenza generata/assorbita in tempo reale. La perdita di comunicazione fa sì che il PMS utilizzi dati alternativi per l'esecuzione degli algoritmi; analogamente, se il sistema non riesce a verificare lo stato di un carico, il Fast Load-Shedding ne seleziona automaticamente uno diverso.

Le soluzioni di cybersecurity includono vari livelli di controllo accessi, la registrazione da parte di tutti gli SCADA e dei sistemi di monitoraggio degli accessi e/o delle modifiche a tutti gli apparati, il controllo degli accessi online. I circa 70.000 tag tra il driver di comunicazione locale e le cabine elettriche sono sincronizzati via rete ethernet TCP/IP. Le comunicazioni sono report-by-exception con un periodico poll di integrità di sicurezza. Stati e comandi sono processati tra PMS e stazioni via comunicazioni criptate punto-punto.

Diagnostica e reportistica consentono al personale di essere proattivo nella programmazione della manutenzione, monitorando attivamente lo stato di tutte le apparecchiature critiche, e minimizzando i tempi di fermo del processo non pianificati.

4. Analisi costi - benefici

A fronte di costi che per impianti di processo complessi superano facilmente il milione di euro, i benefici sono molto ampi e riguardano sia i ricavi, sia i costi operativi e di manutenzione.

Nel progetto in esame sono stati conseguiti:

- minor tempo di messa in servizio grazie a test di simulazione in tempo reale RTDS prima del FAT;
- facile manutenibilità del sistema nel tempo, grazie alla possibilità per gli operatori di apportare modifiche autonomamente;
- maggiore affidabilità del sistema di alimentazione;
- manutenzione proattiva, abilitata da strumenti di diagnostica e reporting;
- minimizzazione del tempo di inattività non programmato del processo.

CASO 3: Flessibilità e resilienza per microreti

1. Tipologia del cliente

Università.

2. Esigenza

Un'Università di ricerca statunitense si era dotata di una Microgrid in modo da garantire un'alimentazione elettrica affidabile alle sue strutture di ricerca e ad una primaria struttura ospedaliera nazionale, anche in caso di disturbi sulla rete esterna.

La Microgrid è dotata di oltre 33 MW di generazione, tra cui cogenerazione, storage, tecnologia solare, celle a combustibile, generatori diesel. La generazione in loco è sufficiente per supportare i carichi critici, mentre per coprire il resto della domanda di carico l'Università acquista energia dalla locale utility.

Tuttavia, durante un blackout nel 2011, la Microgrid si è scollegata dalla rete principale ma non ha distaccato il carico abbastanza rapidamente, determinando la fermata dei cogeneratori e la perdita di alimentazione a molti impianti importanti. Gli operatori hanno riavviato manualmente i generatori impiegando cinque ore a rialimentare l'intero campus. L'Università ha contattato un'azienda del settore per sviluppare una soluzione in grado di garantire il soddisfacimento di due requisiti:

- resilienza: consentire in modo affidabile di bilanciare generazione e carichi critici in isola, mantenendo la selettività delle protezioni;
- flessibilità: integrare le numerose risorse energetiche distribuite nel campus.

3. Breve descrizione del progetto

Il progetto è stato sviluppato in maniera condivisa tra l'azienda ed il cliente, dalla fase di fattibilità fino alla definizione delle prove in fabbrica e in campo.

La tecnologia adottata è un "Power Management and Control System" che consente di bilanciare carico e generazione in qualunque situazione di impianto, basandosi sull'uso di IED distribuiti (relè, controllori e switch) in tempi estremamente rapidi. Tra le funzioni principali implementate vi sono:

- doppio sistema Load Shedding (il sistema primario basato è sulla contingenza, perdita di un elemento del sistema elettrico, mentre il sistema di backup è

basato sulla sotto-frequenza). La logica viene eseguita ogni 2 ms e fornisce un round-trip time totale minore di 40 ms;

- sistema di monitoraggio, registrazione e distacco carichi basato sui sincrofasori;
- HMI con pagine per topologia di sistema, distacco carichi, acquisizione dati, registrazione e visualizzazione di allarmi, eventi e tendenze del sistema;
- test e studi di simulazione in tempo reale prima del FAT;
- sistema di simulazione sul posto per l'addestramento degli operatori.

Il sistema comprende oltre 100 IED, i relè di protezione ai controllori di automazione e le apparecchiature di comunicazione, e garantisce l'interoperabilità con gli IED di altri costruttori.

4. Analisi costi - benefici

Il sistema di protezione e controllo è stato installato nell'estate 2015. Oggi, la Microgrid è in grado di rilevare condizioni instabili nella rete esterna e di isolarsi rapidamente, distaccando il carico non critico con rapidità. Inoltre, il campus ha la possibilità di gestire in maniera flessibile l'importazione di energia da rete esterna rispetto all'uso di generazione interna.



CASO 4: Applicazione ad una microrete

1. Tipologia del cliente

Università.

2. Esigenza

Il Campus Universitario ha sviluppato e finanziato, attraverso fondi ministeriali, una microgrid che integra diverse unità di produzione elettrica e termica, sistemi di accumulo, a servizio sia delle utenze energetiche dell'insediamento stesso, che per scopi di ricerca, sui singoli componenti piuttosto che sulle modalità di gestione della microgrid, anche in relazione con la rete esterna. Recentemente è stato costruito un nuovo edificio all'avanguardia dal punto di vista della sostenibilità energetica e opportunamente integrato all'interno della microgrid.

3. Breve descrizione del progetto

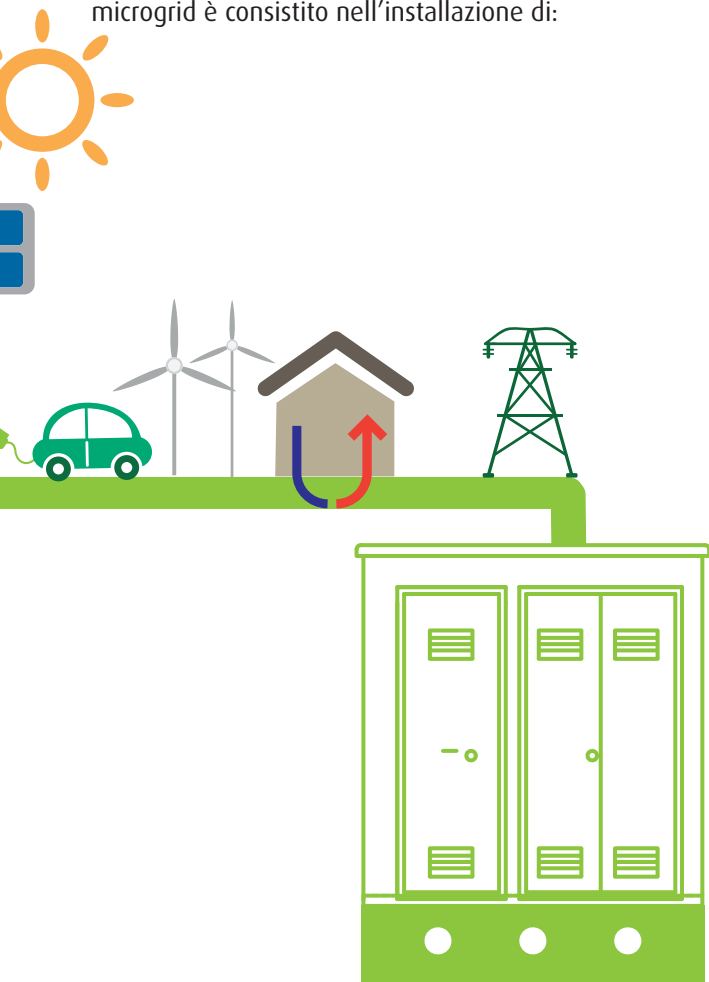
Il sito del Campus è sorto dal recupero di una caserma militare, i cui edifici sono stati riadattati alle nuove destinazioni d'uso: aule, laboratori, centri di ricerca, biblioteca, residenze studenti, mensa, impianti sportivi. Inoltre, prima della realizzazione della microgrid, è stata installata una microturbina a gas in assetto cogenerativo da 27 kW_e e 74 kW_t. Il progetto microgrid è consistito nell'installazione di:

- 2 microturbine a gas in assetto cogenerativo ad alta efficienza da 65 kW_e e 112 kW_t ciascuna;
- 1 impianto fotovoltaico su copertura da 77 kW_p;
- 3 CSP equipaggiati con motori Stirling (3 kW_e e 9 kW_t complessivi);
- 1 chiller ad assorbimento (H₂O/LiBr) con serbatoio di accumulo;
- 2 sistemi di accumulo elettrochimico con le seguenti tecnologie:
 - Na-NiCl₂ (potenza: 65 kW, capacità: 141 kWh);
 - Ioni di Litio (potenza: 25 kW, capacità: 25 kWh);
- 2 colonnine di ricarica per veicoli elettrici (recentemente è stata aggiunta una terza colonnina con funzionalità Vehicle to Grid);
- una sala controllo, 4 quadri elettrici e il sistema di comunicazione.

Il nuovo Smart building ospita un ulteriore impianto fotovoltaico da 20 kW_p, un impianto di riscaldamento a pompa di calore geotermica, materiali innovativi per l'isolamento termico ed acustico, facciate ventilate ed un innovativo sistema di gestione energetica e automazione. La rete elettrica in bassa tensione è connessa in fibra ottica ad uno SCADA centrale che si estende anche alla parte termica, mentre l'esercizio dell'intera microgrid dal punto di vista energetico è svolto da un'applicazione che include le funzioni di previsione, pianificazione, monitoraggio e gestione operativa di unità di generazione, consumo ed accumulo di energia elettrica e termica. L'obiettivo è quello di ottenere un più efficiente esercizio delle risorse disponibili, garantendo un risparmio economico.

4. Analisi costi - benefici

Pur avendo la microgrid un'evidente finalità di ricerca, essa consente comunque un notevole risparmio energetico derivante dalla programmazione dell'esercizio, effettuata dall'algoritmo descritto in precedenza che cerca di massimizzare l'autoconsumo attraverso la previsione dei carichi elettrico e termico, della generazione elettrica non programmabile e il redispatching in tempo reale per ridurre la differenza tra lo scambio di energia elettrica previsto e quello effettivo. Non è da trascurare l'apporto economico derivante dalle numerose attività di ricerca che la microgrid ha attirato presso il Campus.



CASO 5: Progetto UE SMARTNET

Un altro caso interessante che incorpora in sé varie applicazioni descritte in precedenza è il progetto europeo Smartnet, finanziato in ambito Horizon 2020 e coordinato da RSE. A Smartnet partecipano 22 partner da 9 nazioni europee, tra cui i gestori della rete di trasmissione italiana (Terna) e danese (Energinet.dk), alcuni gestori di rete di distribuzione (la spagnola Endesa, l'italiana Edyna e la danese Syd Energi), produttori di tecnologia, una società di telecomunicazione e alcuni tra i più importanti centri di ricerca europei. Smartnet si sviluppa sul triennio 2016-2018 e ha lo scopo di realizzare una piattaforma per lo studio dei possibili schemi di coordinamento per la partecipazione delle risorse diffuse al mercato dei servizi ancillari. Inoltre, prevede la realizzazione di tre progetti pilota dimostrativi, di cui uno in Italia dedicato all'osservabilità della rete di distribuzione da parte del TSO e all'integrazione della GD nel dispacciamento del sistema elettrico. In particolare il dimostratore italiano punta a dimostrare la fattibilità tecnica del monitoraggio ogni 20 secondi delle informazioni relative alla rete di distribuzione e alla generazione distribuita connessa alla stessa rete. I dati raccolti ed inviati a Terna servono per migliorare l'osservabilità della rete sottesa e, quindi, l'attività di dispacciamento. Nel progetto vengono inoltre sperimentate funzionalità di controllo di tensione e di partecipazione della GD alla regolazione secondaria potenza-frequenza. Il progetto pilota italiano è collocato in Valle Aurina e più precisamente coinvolge la stazione elettrica di Molini di Tures di Terna, che eroga la connessione a due centrali idroelettriche di Alperia da circa 20 e 15 MVA, e una Cabina Primaria (CP) di Edyna, il DSO locale. La stessa CP connette a sua volta più di 30 MW di generazione distribuita idroelettrica, oggetto di sperimentazione, in forma aggregata.

CASO 6: Aggregazione delle risorse per il mercato

L'aggregazione delle risorse di consumo e generazione diffusa, vista nel caso precedente per scopi di osservabilità in relazione allo scambio dati tra TSO e DSO, trova una declinazione "di mercato" nell'ambito della fase transitoria della riforma di mercato, avviata con la citata Delibera 300/2017. L'aggregazione costituisce la condizione necessaria per la partecipazione della GD e delle unità di consumo e si realizza attraverso apparati di campo, specificati tecnicamente da Terna, opportunamente collegati ad una piattaforma per la gestione a mercato dell'Unità Virtuale Abilitata (UVA) di carico (UVAC) o di produzione (UVAP). La gestione commerciale dell'UVA è affidata all'Utente di Dispacciamento o al Balance Service Provider (BSP). La situazione attuale delle UVAP è rappresentata in Figura 5.1, aggiornata al febbraio 2018: di circa 304 MW di UVAC abilitate, 89 MW sono risultati aggiudicatari di contratti a termine, che prevedono, oltre la remunerazione dell'energia non prelevata, anche un compenso in capacità. L'89% della capacità approvvigionata a termine sfrutta la flessibilità di impianti di generazione interni ai siti stessi, mentre le prime evidenze di esercizio mostrano una buona capacità delle UVAC di rispettare gli ordini ricevuti pur nell'ambito di un «margine di tolleranza» più ampio di quello tipico delle UP. Sul lato UVAP, l'Autorità comunica che, ad aprile 2018, risultano operativi circa 66 MW.

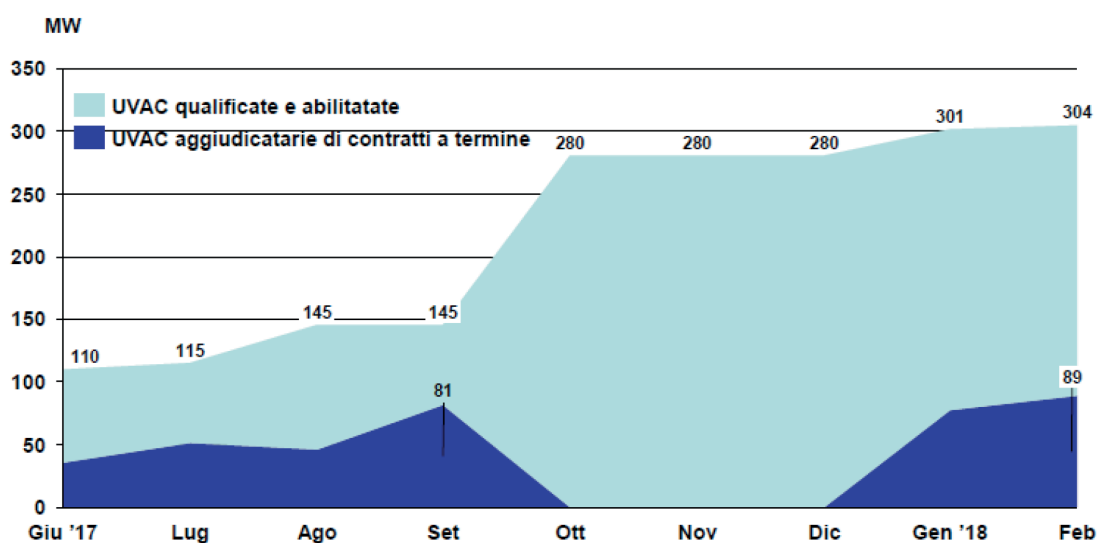


Figura 5.1: Situazione delle UVAP e UVAC a inizio 2018

CASO 7: Integrazione dei sistemi di controllo della rete di distribuzione

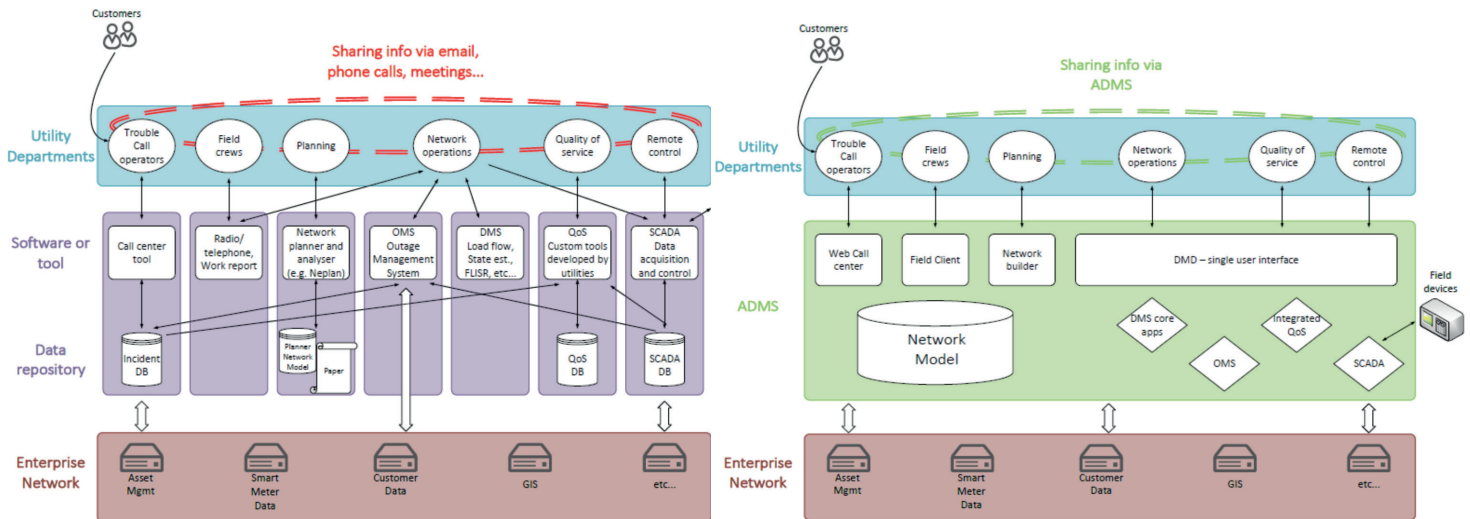


Figura 5.2: Architettura di un progetto di integrazione di sistemi

1. Tipologia del cliente

DSO Europeo con più di 500.000 punti di prelievo ed un unico Centro di Telecontrollo.

2. Esigenza

Durante gli anni 2000 il Distributore ha rinnovato il sistema SCADA di telecontrollo e sviluppato diversi altri sistemi a supporto delle funzioni Progettazione e Manutenzione. Successivamente ha completato un progetto di Smart Metering per l'80% dei clienti, ed è stato aggiornato il CRM per la gestione dei clienti.

A partire dal 2012 è nata l'esigenza di migliorare la qualità del servizio e ricercare aree di ottimizzazione nelle attività di gestione. A seguito di un'analisi dei processi interni, sono state identificate alcune criticità nello scambio di informazioni tra i vari team ed è stato proposto un progetto di semplificazione delle procedure supportate da una migliore integrazione tra i sistemi.

3. Breve descrizione del progetto

Il progetto aveva come scopo quello di raggiungere una piena integrazione tra i sistemi esistenti (SCADA, GIS, ERP, CRM) in modo da rendere disponibili le informazioni su un'unica interfaccia IT a tutti i team. Inoltre aggiungere quelle funzionalità di ottimizzazione della rete e di gestione dei fuori servizio non presenti.

Dopo un'attività di mappatura dei sistemi ed un'analisi dello stato di aggiornamento è stato realizzato un progetto di integrazione dei sistemi ritenuti adeguati ed un rinnovamento di quelli ritenuti obsoleti. Viene riportata in Figura 5.2 una rappresentazione dell'architettura e dei principali processi prima e dopo l'implementazione del progetto di integrazione tra i sistemi.

4. Analisi costi - benefici

Attraverso l'utilizzo del Sistema Integrato per la Gestione delle Attività di Distribuzione, sono stati ottenuti significativi miglioramenti dei processi operativi e un notevole incremento della qualità del servizio.

Dopo il primo anno sono stati valutati i benefici economici che sono stati qui riportati in relazione all'energia annuale immessa in rete dal distributore:

- beneficio economico di riduzione delle perdite di rete valutato intorno allo 0,8%;
- diminuzione dei costi operativi per la gestione dei fuori servizio valutata intorno al 1,2%.

CASO 8: Approvvigionamento energetico diversificato di un'isola

1. Tipologia del cliente

Distributore o cliente finale industriale

2. Esigenza

Trasformare il sistema di approvvigionamento energetico della piccola isola dell'Egeo Tilos, da totalmente a fonti fossili a prevalentemente a fonti rinnovabili (75% di FER nel mix di generazione), integrando progressivamente nella rete elettrica dell'isola generazione da fonti rinnovabile (eolico, fotovoltaico, solare termico), sistemi di accumulo elettrochimico, sistemi di accumulo termico, unitamente alla digitalizzazione con EMS ed altri apparati di monitoraggio, automazione e controllo SMART.

3. Breve descrizione del progetto

Il progetto TILOS è iniziato il 1° febbraio 2015, nell'ambito del bando per la generazione competitiva di energia a basse emissioni di carbonio, Horizon 2020-LCE-2014-3, e la sua durata è di 48 mesi (termine: 31 gennaio 2019). Il progetto coinvolge 13 imprese e istituti partecipanti provenienti da 7 paesi europei (DE, FR, EL, UK, SE, IT, ES). L'obiettivo principale del progetto è dimostrare il potenziale di stoccaggio con batteria a livello locale e, su piccola scala, per svolgere un ruolo polifunzionale all'interno di una microgrid dell'isola di Tilos che interagisce anche con una rete elettrica principale (riferita alla vicina isola di Kos, alla quale Tilos è connessa). Tra gli altri, il progetto mira a raggiungere la massima penetrazione delle risorse energetiche rinnovabili e la massimizzazione del valore patrimoniale, attraverso l'integrazione

ottimale di una centrale elettrica ibrida a FER (eolico 800 kW e fotovoltaico 160 kW) con un sistema di accumulo elettrochimico avanzato con batterie al sodio-cloruri di nickel (da 1,2 MWh – 400 kWh), 150 accumuli termici di calore domestico distribuiti, sistemi di misurazione e controllo intelligenti (200 Smart meters), SCADA e DSM con algoritmi di gestione dei flussi elettrici nella microgrid molto evoluti ed IoT orientati.

Gli obiettivi del progetto saranno raggiunti attraverso lo sviluppo ed il funzionamento di una microrete intelligente integrata sull'isola di Tilos, che è interconnessa alla rete di distribuzione locale delle isole di Kos e Kalymnos attraverso un cavo sottomarino.

4. Analisi costi – benefici

Il progetto ha ricevuto finanziamenti dal programma di ricerca e innovazione HORIZON 2020 dell'Unione europea con un totale di budget per la ricerca pari a 11 M€.

I costi per le tecnologie (Hardware, Software e Firmware) utilizzate, sia a livello prototipale che a livello di maturità di mercato, nonché per le risorse umane per lo sviluppo delle logiche di Energy management systems a livello, sia centralizzato, che distribuito, ammontano a 15 M€.

I risparmi annui ottenuti dall'efficientamento, dalla flessibilizzazione e dall'ambientalizzazione del sistema di approvvigionamento energetico dell'isola di Tilos (con riflessi anche sull'efficientamento della rete della vicina e collegata isola di Kos) ammontano a 1 M€/anno complessivamente. Il PBT del progetto è quindi pari a 4 anni. Il progetto ha un elevato livello di replicabilità e l'utility greca HEDNO, che partecipa al progetto, prevede, sulla base dell'esperienza prototipale di Tilos, di implementare altre 9 mini Smart island in altrettante isole greche del mediterraneo entro il 2022.



CASO 9: Sostenibilità elettro-energetica di un'isola

1. Tipologia del cliente

Cliente finale terziario ubicato in un'isola minore.

2. Esigenza

Ambientalizzare l'autoproduzione energetica nell'isola/resort integrando fotovoltaico e sistema di accumulo elettrochimico nella microgrid del resort, con triplo risultato:

- riduzione drastica delle ore di funzionamento del diesel genset (e quindi riduzione dei consumi di combustibile fossile);
- riduzione delle emissioni nocive in atmosfera legate al diesel genset (CO₂, SO_x, NO_x e polveri sottili);
- riduzione drastica dell'inquinamento acustico legato al diesel.

3. Breve descrizione del progetto

Sull'isola è stato realizzato un resort (con un carico alla punta di circa 1 MW_p). Per ibridizzare la centrale diesel del resort da 150 kW e per integrare in maniera più efficiente, sicura e flessibile l'autoproduzione da fonte rinnovabile fotovoltaica (pensiline fotovoltaiche lungo i pontili di attracco con una capacità di generazione totale installata pari a 950 kW_p), è stato installato un sistema di accumulo con tecnologia al sodio-cloruri di nickel da 1,41 MWh. Le caratteristiche di sostenibilità energetico-ambientale spinte del progetto sono risultate il fattore chiave di successo nel procedimento autorizzativo della realizzazione del Resort che è ubicato in un'area marina protetta, caratterizzata da normative molto

restrittive e severe in termini di autorizzazioni paesaggistiche e ambientali.

Il progetto è iniziato nel 2014 e si è concluso nel dicembre 2015 (meno di 24 mesi tra avvio del progetto preliminare e conclusione dei lavori).

4. Analisi costi – benefici

Rispetto all'alternativa progettuale composta dal solo generatore diesel e dal FV da 950 kW (low tech), è stata scelta la soluzione di inserire anche il SdA da 1,41 MWh e il sistema di supervisione e controllo (DEMS) per l'interfacciamento con il resto della "rete" dell'isolotto e per la definizione delle funzioni obiettivo storage in quanto, rispetto alla prima opzione, la seconda ha comportato i seguenti benefici economici:

- 165.669,1 \$ all'anno di minori costi per il combustibile (gasolio) del generatore diesel (con una riduzione del 40%), con un PBT per rientrare dall'investimento aggiuntivo in SdA e sistema di supervisione pari a 8 anni.

Ulteriori benefici non inclusi nel calcolo economico sopra descritto sono stati i seguenti:

- aver fatto lavorare i motori della centrale diesel sempre nella zona di maggior efficienza;
- minor usura e quindi manutenzione dei motori (aumento della loro vita attesa);
- indipendenza dagli andamenti fluttuanti del prezzo di mercato del gasolio;
- riduzione dei rischi di blackout per mancata consegna del gasolio (ad esempio a causa delle condizioni meteo avverse, con ritardi imprevedibili nei rifornimenti via nave dell'isolotto/resort);
- minor impatto ambientale (riduzione emissioni NO_x, SO_x, PM10);
- riduzione impatto acustico (assenza in alcune ore, soprattutto serali e notturne e riduzione nelle altre ore della giornata).

BIBLIOGRAFIA

- [1]. ARERA, Procedura e criteri di selezione degli investimenti ammessi al trattamento incentivante di cui al comma 11.4 lettera d) dell'Allegato A alla Deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 2007, n. 348/07, Delibera 39/2010, <https://www.arera.it/it/docs/10/039-10arg.htm>.
- [2]. ARERA, Smart distribution system: promozione selettiva degli investimenti nei sistemi innovativi di distribuzione di energia elettrica, Documento per la consultazione DCO 255/2015, <https://www.arera.it/it/docs/dc/15/255-15.jsp>.
- [3]. ARERA, Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023, Delibera 646/2015 <https://www.arera.it/it/docs/15/646-15.htm>.
- [4]. Norma CEI 0-16 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica", Settembre 2014.
- [5]. Norma CEI 0-21 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica", Luglio 2016.
- [6]. ARERA, "TICA - Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive)".
- [7]. ARERA, Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica e alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo. Istituzione di progetti pilota in vista della costituzione del testo integrato dispacciamento elettrico (TIDE) coerente con il balancing code europeo, Delibera 300/2017, <https://www.arera.it/it/docs/17/300-17.htm>.
- [8]. IEC 60870 "Telecontrol equipment and systems", Part 5-104: Transmission Protocols - Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles, Luglio 2007.
- [9]. IEC 61850 "Communication networks and systems for power utility automation", Giugno 2018.
- [10]. IEC 62443 "Security for industrial automation and control systems".
- [11]. IEC 62351 "Power systems management and associated information exchange - Data and communications security", Maggio 2018.
- [12]. IEC 60870-5-101/103 - "Telecontrol equipment and systems", Part 5-101: Transmission protocols - Companion standard for basic telecontrol tasks, Part 5-103: Transmission protocols - Companion standard for the informative interface of protection equipment.
- [13]. IEC 61850-90-4 "Communication networks and systems for power utility automation", Part 7-4: Basic communication structure - Compatible logical node classes and data object classes, Marzo 2010.
- [14]. IEEE 802.3, "IEEE Standard for Ethernet".



Lo studio è stato realizzato da:



Viale V. Lancetti, 43
20158 Milano
Tel +39 023264.228
Fax +39 023264.217
Mail energia@anie.it



Via R. Rubattino, 54
20134 Milano
Tel +39 023992.1
Fax +39 023992.5128
PEC rse@legalmail.it