UNIONE EUROPEA
Fondo Sociale Europeo
Fondo Europeo di Sviluppo Regionale

Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca

PON RICERCA E INNOVAZIONE 2014 - 2020

Avviso 1735 del 13.07.2017 MIUR

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

Analisi degli scenari di evoluzione della rete

Rapporto tecnico di Ricerca Industriale D6.1

Avviso	Avviso 1735 del 13.07.2017 MIUR
Codice progetto	ARS01_01259
Nome del progetto	Community Energy Storage Gestione Aggregata di Sistemi di Accumulo dell'Energia in Power Cloud
Acronimo	ComESto
Documento	D6.1
Tipologia	Rapporto Tecnico
Obiettivo Realizzativo	OR6
Attività Realizzativa	A6.1
Soggetti Beneficiari Proponenti	E-DISTRIBUZIONE
Elaborato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	Claudio Alberti, Maurizio Cinus, Roberto Infantino – E-DISTRIBUZIONE Roberto Ciavarella, Gabriella Rossi – ENEA Anna Pinnarelli – UNICAL
Verificato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	Francesco Dura – E-DISTRIBUZIONE
Approvato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	Membri del PEB

La riproduzione, anche parziale, di questo documento è permessa solo con l'autorizzazione scritta del Project Executive Board di progetto.

INDICE DEI CONTENUTI

EXECUTIVE SUMMARY 8
1. PREMESSA – SCOPI E CRITERI GENERALI DI PIANIFICAZIONE RETE 9
1.1 Descrizione attività 9
2. RISORSE DISTRIBUITE E IMPATTO SU ATTIVITÀ DI PIANIFICAZIONE 10
2.1 La pianificazione delle reti di distribuzione 10
2.2 I piani di investimento 12
2.2.2 Analisi della rete 15
2.2.3 La generazione distribuita (GD) e l'impatto sulle reti di distribuzione 16
2.2.4 Verifiche per la connessione di impianti di GD sulla rete di distribuzione 18
2.3 Fattori influenzanti l'attività di pianificazione 22
3. STATO DELL'ARTE – ANALISI RETE E SOLUZIONI DI PIANIFICAZIONE 25
3.1 Mappatura criticità secondo aree di indagine e criteri di classificazione della rete secondo KPI 25
3.1.1 KPI Qualità del servizio 26
3.1.2 KPI Carico 30
3.1.3 KPI Struttura 32
3.1.4 KPI Telecontrollo e Automazione 35
3.1.5 KPI Resilienza 37
3.1.6 KPI Componentistica 38
3.2 Indici 39
4. MODELLO GESTIONALE DI RIFERIMENTO PER LE COMUNITÀ ENERGETICHE CON ACCUMULO DISTRIBUITO 43
4.1 Analisi dei contributi in termini di esercizio della rete di distribuzione 43
4.2 Servizi erogati alla rete di distribuzione secondo il modello ComESto 44
4.3 Introduzione alle Comunità Energetiche e Rete di test 48
5. SCENARI EVOLUTIVI DELLA GENERAZIONE DISTRIBUITA E APPLICAZIONE NELLA PIANIFICAZIONE ED ESERCIZIO 50
5.1 Ambito della ricerca 50
5.2 Definizione scenari evolutivi di produzione da FER e di carico per il contesto europeo 51
5.3 Definizione scenari evolutivi di produzione da FER e di carico per il contesto italiano 56
5.4 Scenario PNEC 66

6. CONCLUSIONI 69
7. BIBLIOGRAFIA 71

Abbreviazioni ed acronimi

Abbreviazione/Acronimo	Testo Esteso
ARERA	Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente
ASM	Ancillary Services Market
AT	Alta Tensione
BT	Bassa Tensione
CEI	Comitato Elettrotecnico Italiano
CIL	Consumo Interno Lordo
CP	Cabina Primaria
CS	Cabina Secondaria
DIL	Durata Interruzioni Lunghe
DC	Corrente Continua
DRPG	Demand Response Profile Generator
DSO	Distribution System Operator
ETS	Emissions Trading Scheme
FER	Fonti Energetiche Rinnovabili
FRG	Funzione Rilevazione di Guasto
FNC	Funzione Neutro Compensato
GD	Generazione Distribuita
ICS	Interruttore di Cabina Secondaria
HC	Hosting Capacity
MSGL	Mercato dei servizi Locali e Globali
MT	Media Tensione
NILB	Numero Interruzioni Lunghe più Brevi
OFIS-DA	Ottimizzazione della flessibilità interna e sbilanciamento giorno successivo
PDD	Punti di Dispacciamento
PIL	Prodotto Interno Lordo
PNEC	Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia ed il Clima
SFS	Smart Fault Selection
TLC	Telecontrollo
TSO	Transmission System Operator

X/R	Rapporto tra reattanza e resistenza della rete elettrica

Indice delle figure

Figura 1 Selettività delle protezioni 21
Figura 2 - Suddivisione in isole di una linea MT 33
Figura 2 Nanogrid 44
Figura 4 Modello di mercato e coordinamento TSO-DSO 47
Figura 5 Funzionamento MSGL e interazione con piattaforma ComESto. 48
Figura 6 Nuova configurazione rete di test e percorso critico. 50
Figura 7 Incremento del numero di veicoli elettrici, delle pompe di calore elettriche e delle pompe di calore ibride in funzione dello scenario [1]. 53
Figura 8 Incremento annuale della domanda di elettricità [1] 53
Figura 9 Capacità di generazione elettrica installata per fonte e per scenario [1]. 54
Figura 10 Percentuale della domanda di elettricità coperta da generazione rinnovabile per scenario [1]. 54
Figura 11 2040 Distributed Generation: Electricity generation mix e import/export balance [1]. 55
Figura 12 confronto tra la proiezione dell'intensità energetica e il PIL nel periodo 2005-2040. 66
Figura 13 Evoluzione della generazione elettrica al 2040 - esclusa la generazione da pompaggi [6] 67
Figura 14 Evoluzione dei consumi finale per fonte al 2040 [6]. 68

Indice delle tabelle

Tabella 1: ambiti e livelli obiettivo regolazione Qualità del Servizio 27
Tabella 2 – Valori dei parametri C1d e C2d e franchigie per grado di concentrazione e per fasce dell'indice di riferimento D1 che si avvalgono della facoltà di cui all'articolo 24 che si avvalgono della facoltà di cui all'articolo 24 28
Tabella 3 – Valori dei parametri C1n e C2n per grado di concentrazione e per fasce dell'indicatore di riferimento N1 28
Tabella 4 - Fasce dei range per i sotto KPI DIL e NILB riferiti al livello obiettivo (LO). 29
Tabella 5 - Fasce dei range per il sotto KPI indice RS. 30
Tabella 6 – Contatore eventi di superamento soglie critiche nei vari range di criticità 30
Tabella 7 - KPI di carico della linea MT 31
Tabella 8 - KPI di carico di area territoriale 32
Tabella 9 - KPI Struttura linea MT 34
Tabella 10 - KPI Telecontrollo e Automazione di linea MT 36
Tabella 11 - KPI resilienza linea MT 37
Tabella 12 - KPI aggregato MT resilienza 38
Tabella 13 - KPI componentistica linea MT 38
Tabella 14 Proposta servizi su rete di distribuzione. 46
Tabella 15 Obiettivi energetici e ambientali a livello nazionale ed europeo [2]. 57
Tabella 16 Evoluzione della popolazione negli scenari BASE e PNEC [3] 57
Tabella 17 Evoluzione del PIL e dei Valori Aggiunti settoriali degli scenari BASE e PNEC [4]. 58
Tabella 18 Evoluzione dei prezzi internazionali delle commodity energetiche (€2013/GJ). 58
Tabella 19 Target FER totale nel periodo 2020-2040 con politiche vigenti (ktep). 59
Tabella 20 - Target FER elettriche nel periodo 2020-2040 con politiche vigenti (TWh). 59
Tabella 21 - Target FER settore elettrico (TWh) [5]. 60
Tabella 22 Target FER riscaldamento nel periodo 2020-2040 con politiche vigenti (Ktep) [6]. 61
Tabella 23 Target FER settore temico (TWh) [5]. 62
Tabella 24 Target FER trasporti nel periodo 2020-2040 con politiche vigenti, ma criteri di calcolo imposti secondo le regole della Direttiva RED II (ktep) [6]. 63
Tabella 25 Target FER trasporti (TWh) [5]. 64
Tabella 26 Consumo di energia primaria e finale (per ciascun settore) proiezione 2020-2040 nello scenario BASE(ktep) [6]. 65
Tabella 27 Emissioni nazionali di gas serra e obiettivi europei (Mt CO2eq) – scenario PNEC [7]. 68
Tabella 28 Emissioni di gas serra storiche fino al 2015 e secondo lo scenario PNEC disaggregate per settore (MtCO2eq) [7] 69

EXECUTIVE SUMMARY

Il presente documento descrive i criteri di pianificazione della rete elettrica e le regole di esercizio.
La pianificazione della rete nasce dalla esigenza di sviluppare la rete secondo criteri che ottimizzano gli interventi economici sulla rete per soddisfare i requisiti imposti dalla normativa e contestualmente permettere l' accoglimento e la gestione delle richieste di connessione di clienti e produttori.
La rete necessita inoltre delle precise regole di esercizio per garantire idonei standard qualitativi, anch' essi normati.
In questo contesto, sfruttando le potenzialità della sempre crescente Generazione Distribuita (GD) è possibile coniugare tutte queste esigenze e rendere i produttori partecipi all' interno di una attenta gestione della rete che vede il DSO come principale soggetto, che dovrà coordinare questo scenario nel prossimo futuro.

Inizialmente si è proceduto ad analizzare in cosa consiste l'attività di pianificazione di una rete di distribuzione, per poi passare all'analisi dei criteri che stanno alla base dell'elaborazione e della predisposizione di piani di investimento, nonché dell'attività di analisi della rete. Dai risultati di queste analisi si è passati alla valutazione della generazione distribuita e dei fattori influenzanti l'attività di pianificazione.

In OR 6, l' obiettivo è un lavoro finalizzato alla identificazione ottima dei nuovi interventi di rete e alla definizione di funzioni multi-obiettivo tecnico/economico necessarie alla pianificazione della rete elettrica.
Per farlo si è scelto di partire da un'attività di analisi per arrivare poi alla scelta della soluzione di pianificazione. Innanzitutto, vengono presentati i criteri generali di sviluppo e pianificazione di rete approfondendo di volta in volta le tematiche relative alle varie esigenze di sviluppo della rete, sulla base di indicatori di performance (KPI), che sono KPI di Qualità del Servizio, KPI di Carico, KPI di Struttura, KPI di Telecontrollo e Automazione, KPI di Componentistica e KPI di Resilienza.

Al fine di contestualizzare la gestione delle reti elettriche in un contesto fortemente dominato dalla GD, è stato riportato uno studio di ENEA, di particolare interesse per il progetto ComESto poiché relativo agli scenari energetici evolutivi per quanto riguarda le Fonti Energetiche Rinnovabili (FER).
Dunque, per poter definire gli scenari energetici evolutivi di produzione da FER e di carico per il contesto nazionale italiano, sono stati esaminati diversi scenari energetici, dedicando particolare attenzione alla valutazione dell'impatto delle politiche energetiche attuali e future sulla rete elettrica. I diversi scenari presi in esame sono stati sviluppati con metodologie e finalità differenti allo scopo di individuare quali tra questi possano essere ritenuti più idonei e funzionali alle attività di ricerca previste nel prosieguo del progetto. Considerato che l'evoluzione della rete elettrica a livello nazionale è comunque influenzata dalla forte interconnessione e quindi dall'evoluzione della rete a livello europeo, si è rivelato necessario condurre un'analisi sia con uno sguardo a livello nazionale che europeo.

Lo studio degli scenari a livello europeo, in particolare, ha individuato scenari adatti al contesto del progetto ComESto, in cui le sfide future e le tecnologie emergenti sono opportunamente tenute in conto per il raggiungimento degli obiettivi al 2050 dell'Unione Europea. Dopo un'attenta analisi dei diversi scenari valutati, il TYNDP 2018, elaborato da ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), è risultato il riferimento più idoneo al progetto ComESto per la presenza dello scenario Distributed Generation (DG), più coerente con le finalità delle azioni progettuali per l'enfasi sullo sviluppo decentrato e per la centralità

attribuita ai prosumers. In questo scenario, infatti, la partecipazione attiva degli utenti finali, unitamente alla maggiore efficienza energetica degli edifici, genera una diminuzione della domanda di energia elettrica in ambito residenziale, ed un aumento nei settori del riscaldamento e dei trasporti. In esso i veicoli elettrici, gli impianti fotovoltaici e i sistemi di accumulo sono ampiamente distribuiti nella rete elettrica e i livelli di Demand Response sono significativi.
Lo studio degli scenari a livello nazionale, invece, ha individuato due possibili scenari analizzati nella Proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) per l'Italia, ovvero lo scenario "BASE", in cui lo sviluppo del sistema energetico è analizzato considerando quelle che sono le politiche correnti, e lo scenario "PNEC" (Piano Nazionale Energia Clima), nel quale lo sviluppo del sistema energetico è ipotizzato sulla base delle politiche previste. Per il progetto ComESto si è scelto di concentrare l'attenzione maggiormente sull'analisi dello scenario BASE per i minori margini di incertezza introdotti dall'analisi a politiche vigenti.

In definitiva, il quadro emerso risulta coerente con l'accelerazione che l'Italia ritiene di attuare relativamente alla transizione dai combustibili tradizionali alle fonti rinnovabili, promuovendo il graduale abbandono del carbone per la generazione elettrica a favore di un mix elettrico basato su una quota crescente di rinnovabili e, per la parte residua, sul gas. Inoltre da tale analisi si evince l' opportunità, per il DSO, di poter trarre benefici dalla GD in particolare ricorrendo ai servizi ancillari in modo da creare una rete elettrica intelligente e flessibile dando anche la possibilità ai produttori di offrire dei servizi che possono anche essere alternativi alla realizzazione di infrastruttura secondo gli schemi classici convenzionali di pianificazione e esercizio della rete.

1. PREMESSA – SCOPI E CRITERI GENERALI DI PIANIFICAZIONE RETE

1.1 Descrizione attività

Il presente documento descrive i risultati relativi alle attività svolte nell'ambito dell'AR 6.1 del progetto ComESto, per quanto riguarda lo studio e la validazione di metodologie innovative per analisi tecnico/economiche a supporto dell'attività di Pianificazione di Investimenti sulla Rete di Distribuzione (di seguito "Pianificazione Rete"), finalizzate all'identificazione ottima dei nuovi interventi di sviluppo.
Lo scopo del presente documento è quello di contestualizzare lo scenario energetico attuale e futuro, definire i modelli di mercato e chiarire il ruolo del distributore e le conseguenti azioni di pianificazione della rete atte a garantire la corretta gestione dei flussi di energia con il rispetto di quelli che sono i vincoli imposti dalle delibere in tema di qualità del servizio.

Dunque, verrà presa in considerazione la pianificazione applicata alle reti con GD e servizi ancillari ad esse connessi e a disposizione del DSO.
Tutto ciò garantirà una maggiore flessibilità di regolazione senza necessariamente incorrere in interventi di potenziamento della rete esistente con nuove infrastrutture; per tale scopo è indispensabile avere una chiara previsione dei carichi e della diffusione della GD negli scenari futuri.
È evidente quindi che in questa situazione sia indispensabile un coordinamento della GD in termini di servizi ancillari in termini di gestione delle congestioni di rete e/o controllo della tensione.

Il presente studio ha come obiettivo, attraverso un approccio integrato, di procedere alla valutazione di tutti i fattori che possono influenzare gli algoritmi per la pianificazione di una rete di distribuzione, come ad esempio

previsioni metereologiche di breve e medio termine; previsione di carico e produzione innovativi; trend del progresso tecnologico atteso a supporto della pianificazione e esercizio della rete; diffusione di generazione rinnovabile distribuita; diffusione di nuovi modelli di consumo e produzione (comunità ergetiche, DR, mobilità elettrica); analisi macroeconomica ed impatto sui consumi. Tale attività terrà conto dei risultati già raggiunti nell'A1.1 per completare la definizione degli scenari.

Nel capitolo 2 è presentata l'attività di valutazione dell'impatto della generazione distribuita e dei nuovi modelli di consumo e produzione, delle comunità energetiche, sull'attività di pianificazione della rete di distribuzione.

Nel capitolo 3 vengono definiti gli indicatori che tradizionalmente sono presi in considerazione per analizzare le prestazioni della rete di distribuzione.

Nel capitolo 4 è presentato il modello gestionale utilizzato in ComESto per l'integrazione delle comunità energetiche della rete. Tale modello è dettagliato in OR5.

Infine nel capitolo 5 è presente uno studio condotto da ENEA e relativo agli scenari evolutivi di FER a livello europeo che aiuta a comprendere come in futuro tutti questi aspetti concorreranno a dare un ruolo di rilievo ai prosumer che contribuiranno al mantenimento della rete efficiente e correttamente regolata. In particolare, sono stati analizzati gli scenari evolutivi di breve, medio e ampio termine e sono state identificate metodologie preliminari per la loro applicazione puntuale in pianificazione ed esercizio.

2. RISORSE DISTRIBUITE E IMPATTO SU ATTIVITÀ DI PIANIFICAZIONE

2.1 La pianificazione delle reti di distribuzione

La pianificazione dello sviluppo della rete di distribuzione costituisce un processo decisionale il cui obiettivo è la soluzione di un problema di ottimazione costi/benefici: i primi correlati agli investimenti necessari per il potenziamento e sviluppo della rete, i secondi valutati tenendo conto di tutti i miglioramenti dal punto di vista tecnico-operativo, compresi quelli relativi alla qualità del servizio.

Gli scopi principali della pianificazione di un sistema elettrico di distribuzione si possono riassumere nei seguenti punti:

- soddisfare le richieste di connessione dell'utenza;
- individuare, con sufficiente anticipo, le necessità future di nuove linee e impianti di trasformazione per far fronte all'incremento del carico ed individuare le esigenze di rinnovo di impianti esistenti, così da poter predisporre, tempestivamente e secondo valutazioni costi/benefici, quanto necessario;
- indirizzare lo sviluppo degli impianti verso la struttura ottimale;
- ottimizzare l'utilizzo degli impianti esistenti.

I criteri da considerare nella fase di pianificazione sono sinteticamente di seguito riportati:

- Le linee MT sono esercite in configurazione radiale; tale condizione è però realizzata disponendo sempre di altre linee controalimentanti mediante sezionamenti normalmente aperti sui nodi di confine. In tal modo, in caso di guasto su un tratto di linea, dopo aver opportunamente isolato immediatamente a monte e a valle la porzione di rete effettivamente interessata dal guasto, tale configurazione permette la chiusura del collegamento nel nodo di confine verso una delle linee controalimentanti e quindi la rialimentazione delle porzioni sane della linea tra la sezione a valle del guasto e il nodo di confine. I nodi di sezionamento sono generalmente provvisti di organi di manovra azionabili tramite telecomando. Questa soluzione permette di minimizzare gli effetti di un guasto sugli indicatori di continuità del servizio, in quanto le utenze disalimentate sono soltanto quelle connesse alla porzione di rete che contiene il tratto guasto. Inoltre, tale procedura è tanto più efficace quanto più nei nodi MT lungo la linea sono presenti organi di manovra telecontrollabili da remoto, o addirittura automatizzati, che permettono la selezione della minima porzione di rete da disalimentare nel più breve tempo possibile. In particolare, le tecniche di automazione in Selettività Logica (SFS), supportate da vettori di comunicazione in fibra ottica, permettono anche la contro-alimentazione delle porzioni sane in meno di un secondo;

- Nella realizzazione di una nuova linea è opportuno contenerne, per quanto possibile, l'estensione ed il numero di clienti, così da ridurre gli elementi soggetti a guasto e l'esposizione della clientela sottesa ai guasti che potrebbero verificarsi. Inoltre, nel dimensionare la portata dei conduttori delle dorsali, bisogna considerare la possibilità che la linea contro-alimenti anche interamente, in caso di guasto, le linee affacciate. Pertanto, considerato che normalmente è possibile sovraccaricare temporaneamente i conduttori fino al 120% del loro limite termico, per la scelta della portata nominale è opportuno considerare un certo margine in più rispetto alla corrente di esercizio prevista, normalmente almeno di un 40%;

- Per una corretta pianificazione della rete occorre ridurre, specialmente nelle zone con elevata concentrazione di clienti, le sezioni di rete che non prevedono vie di contro-alimentazione (derivazioni non rialimentabili). Tale prescrizione, unitamente ad una opportuna razionalizzazione del numero di clienti per linea, consente di ridurre gli impatti sugli indici di qualità del servizio (DIL e NILB).

Quindi, per quanto detto sopra, la realizzazione di nuove linee di distribuzione nasce sia dall'esigenza di razionalizzare linee esistenti (in numero di clienti ed estensione) che per soddisfare richieste di connessione di nuovi clienti in aree in sviluppo.
Più nel dettaglio, la pianificazione delle reti di distribuzione è un processo ciclico che si ripete annualmente e che prevede delle fasi di ripianificazione all'interno dello stesso anno. In questo processo possono essere individuate quattro fasi ben distinte:

- analisi delle prestazioni della rete;

- individuazione degli interventi per lo sviluppo ottimale;

- elaborazione piani di investimento;

- monitoraggio progetti.

La liberalizzazione del mercato elettrico ha introdotto ulteriori complessità nelle analisi per la previsione delle evoluzioni della domanda, oltre che per i clienti passivi anche per i clienti attivi, i quali nascono in maniera sempre più distribuita in determinate aree. Per quanto sopra, è necessario potenziare e sviluppare le reti in maniera coerente con gli scenari previsti.
I recenti cambiamenti nella struttura del sistema elettrico, tra i quali la significativa affermazione della GD, hanno reso il settore più dinamico, definendo un ampio range di nuove opportunità. L'obiettivo è dunque sviluppare nuove metodologie di pianificazione che possano trattare adeguatamente tali trasformazioni e le nuove funzionalità derivanti dall'evoluzione del sistema elettrico.

2.2 I piani di investimento

L'elaborazione e la predisposizione di piani di investimento sulla rete di distribuzione è finalizzata a soddisfare le seguenti necessità:

- Connessione clienti passivi e/o produttori;
- Adeguamento al carico, adeguamento alle prescrizioni, sicurezza, rinnovo tecnologico, guasti;
- Sviluppo e Sostenibilità;
- Miglioramento Qualità del Servizio;
- Studi di Resilienza.

2.2.1.1 Connessioni utenti

Le richieste di connessione dei clienti passivi alla rete di distribuzione sono legate, in numero e quantità, alle dinamiche di sviluppo complessivo dell'economia. A questo andamento di carattere generale, se ne sovrappone un secondo, specifico del settore, che deriva dall'incremento della cosiddetta "penetrazione elettrica", ovvero dal passaggio da non elettrici ad elettrici dei fabbisogni energetici associati a processi industriali, attività umane e servizi. Il trend complessivo, che può essere interpretato come risultante dei due fenomeni sopra citati, ha registrato negli ultimi anni una riduzione sia della clientela industriale che di quella domestica legata alla crisi del comparto edilizio. Nel 2015 si è registrata una inversione di tendenza con un primo aumento del numero di connessioni in linea con i segnali di ripresa dell'economia.
Gli ultimi decenni sono stati inoltre caratterizzati dalla diffusione della generazione distribuita da fonti rinnovabili, con contestuale evoluzione del quadro legislativo, normativo e regolatorio per le connessioni di impianti di generazione, soprattutto di taglia piccola e media, alla rete elettrica di distribuzione.
Tenuto conto del quadro di riferimento è prevedibile una conferma del trend in atto. Inoltre, le richieste di connessione di impianti di produzione sulle reti MT-BT rischiano di avvicinare la rete ai livelli di saturazione impattando anche sull'esercizio e sulla gestione della rete, che si trasforma rapidamente da "passiva" in "attiva".
Tali fenomeni sono particolarmente evidenti soprattutto in alcune aree del territorio nazionale, caratterizzate da condizioni ambientali, territoriali e meteorologiche favorevoli alla diffusione della generazione da fonti

rinnovabili. Peraltro, alcune di queste aree sono caratterizzate da basso carico passivo e quindi in esse la produzione non viene consumata in loco. Di conseguenza aumenta la necessità di sviluppi o potenziamenti delle reti elettriche per accogliere tutte le richieste di connessione. In presenza di tali condizioni le soluzioni di connessione risultano complesse, dovendo necessariamente includere interventi consistenti, spesso anche a livello di tensione superiore rispetto a quello al quale è prevista la connessione.
L'andamento delle richieste di connessione di impianti di produzione ha caratteristiche intrinsecamente diverse da quello dei clienti passivi, risentendo in modo marcato degli effetti dell'evoluzione legislativa e normativa, oltre che dell'evoluzione tecnologica; pertanto non è affidabile una previsione basata su serie storiche ma occorre tener conto per quanto possibile dell'evoluzione dello scenario di riferimento. La notevole diffusione della generazione distribuita non programmabile e l'insorgere dei fenomeni sopra descritti, con la conseguente progressiva riduzione di potenza regolante, hanno reso necessari provvedimenti tecnici e regolatori al fine di salvaguardare la sicurezza e stabilità del sistema elettrico nazionale. Per la bassa tensione la Delibera n.84/2012/R/eel dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas e Sistema Idrico, successivamente integrata dalle Delibere n.165/2012/R/eel, n.344/2012/R/eel, n.562/2012/R/eel e 613/2016/E/eel, ha imposto il rispetto dell'Allegato A70 del Codice di Rete di Terna nonché della Norma CEI 0-21, CEI 01-16 con le relative tempistiche, introducendo così nuove prescrizioni per assoggettare ai servizi di rete la generazione distribuita. Tali prescrizioni, tuttavia, determinano l'aumento del rischio di formazione di "isola incontrollata" sulla rete di distribuzione.

2.2.1.2 Adeguamento al carico

La rete MT di distribuzione in assetto standard è esercita radialmente e strutturata con dorsali controalimentabili da linee provenienti da altre CP o dalla stessa CP. La clientela è pertanto connessa sulle dorsali delle suddette linee o sulle derivazioni che si dipartono da queste. La rilevazione dei flussi di energia in Cabina Primaria e nelle singole linee costituisce la base per l'individuazione delle potenziali future criticità. Le proiezioni ottenute per ogni singola C.P. e per ogni semisbarra, attraverso l'estrapolazione delle serie storiche dei prelievi di potenza, sono integrate con le informazioni disponibili relative alle singole connessioni di particolare rilevanza. Le verifiche di criticità vengono effettuate periodicamente sia sugli impianti primari, valutando il superamento delle soglie di sovraccaricabilità nell'ipotesi di assetto "N-1" (perdita di uno dei trasformatori AT/MT della CP), sia sulle singole linee dove, mediante calcoli di load flow, viene verificato il rispetto delle soglie massime di sfruttamento in corrente dei singoli rami nonché delle variazioni di tensione ai nodi. Le suddette verifiche vengono effettuate sia nello scenario di massimo carico passivo che nello scenario di massima produzione che rappresentano le due condizioni di massima criticità. Inoltre, verifiche di compatibilità della rete al carico vengono effettuate sulla rete pianificata ad ogni richiesta di connessione di un nuovo cliente.

2.2.1.3 Adeguamento alle prescrizioni, sicurezza e adeguamento tecnologico

Nella pianificazione degli investimenti sulla rete elettrica deve essere garantito il rispetto degli standard di sicurezza nonché delle normative tecniche vigenti e dei vincoli ambientali. Per tale ragione, un'importante categoria di investimento è rappresentata da quegli interventi atti a mantenere le condizioni di sicurezza delle reti, inclusi quelli che si rendono necessari in seguito all'aggiornamento delle normative afferenti alla sicurezza nell'esercizio degli impianti. Questi posso comportare radicali trasformazioni delle componenti di rete, spesso anche attraverso la progressiva integrazione di nuove tecnologie. Altre attività riguardano l'adeguamento degli impianti alla normativa ambientale, come nel caso di sostituzione di apparecchiature contaminate o dell'adeguamento alle prescrizioni sulle emissioni acustiche e/o elettromagnetiche.

2.2.1.4 Sviluppo e sostenibilità

A quest'area di investimento afferiscono tutte le attività che combinano le esigenze di business con la logica di creazione di valore condiviso. Si tratta di investimenti per migliorare l'efficienza e offrire una migliore qualità del servizio, mirando alla riduzione dell'impatto ambientale e alla valorizzazione del territorio: smart grid, smart metering, resilienza e digitalizzazione.

2.2.1.5 Qualità del servizio

Al fine di monitorare la qualità del servizio fornita ai clienti, a partire dall'anno 2000 l'Autorità garante ha introdotto gli standard di continuità del servizio in termini di durata e numero delle interruzioni, fissando dei livelli obiettivo per ciascun ambito territoriale servito dai diversi distributori.

L'Autorità ha individuato gli ambiti territoriali come un aggregato di comuni per provincia aventi le seguenti caratteristiche:

- Alta Concentrazione (AC) → aggregato di comuni di una provincia con numero di abitanti di ciascun comune > 50.000;
- Media Concentrazione (MC) → aggregato di comuni di una provincia con numero di abitanti di ciascun comune compreso tra 5.000 e 50.000;
- Bassa Concentrazione (BC) → aggregato di comuni di una provincia con numero di abitanti di ciascun comune < 5.000.

Per i livelli di concentrazione così definiti sono stati fissati i livelli obiettivo dei seguenti indicatori, riferiti alle interruzioni accidentali:

- **DIL** - Durata Interruzioni Lunghe (interruzioni di durata > 3 min.);
- **NILB** – Numero delle Interruzioni Lunghe più Brevi (queste ultime hanno durata maggiore di 1s e fino a 3 min.).

Per migliorare la qualità del servizio è possibile analizzare ed intervenire per ridurre le criticità delle seguenti caratteristiche della rete:

- ***Struttura:*** evidenzia il superamento di determinate soglie di numero di clienti per linea MT e di lunghezza della linea MT, nonché soglie di lunghezza delle derivazioni non rialimentabili e del numero di clienti a queste connesse;
- ***Componentistica:*** evidenzia la presenza di componenti obsoleti o ad elevata guastabilità;
- ***Telecontrollo e automazione:*** analizza il grado di telecontrollo e automazione di ciascuna linea della rete, evidenziando se sono stati raggiunti i livelli standard fissati.

2.2.1.6 Resilienza

Negli ultimi anni si è riscontrato un importante incremento, in termini di frequenza e intensità, di eventi metereologici estremi e distruttivi che hanno avuto un forte impatto anche sulle reti elettriche di distribuzione. Queste hanno subito un incremento nella frequenza e nella durata delle interruzioni dovuto a tali eventi che sono incontrollabili:

- intense precipitazioni nevose, combinate a particolari condizioni di vento, temperatura e umidità, hanno comportato la formazione di manicotti di ghiaccio attorno ai conduttori delle linee aeree di distribuzione anche a quote medio-basse, provocando carichi meccanici superiori a quelli previsti dalle normative vigenti e quindi la rottura dei conduttori;

- forti raffiche di vento, accompagnate spesso dalla caduta di alberi ad alto fusto sulle linee aeree, ingenti precipitazioni, esondazioni e frane, hanno anch'esse causato la rottura dei conduttori;

- nei mesi estivi, nelle regioni interessate dal protrarsi di giornate con temperature medie molto elevate e di periodi di siccità (ondate di calore), si sono invece verificati guasti sui cavi interrati imputabili all'impossibilità di un'adeguata dissipazione del calore.

In tale contesto, gli investimenti in resilienza promuovono tutta quella serie di interventi atti a garantire l'affidabilità del sistema elettrico anche alla luce di queste particolari avversità climatiche. L'obiettivo è quello di rendere la rete capace di resistere alle forti sollecitazioni esterne contenendo gli effetti di tali sollecitazioni sia in termini di numero di utenti coinvolti che in termini di tempi di ripristino.

2.2.2 Analisi della rete

L'attività di analisi è funzionale all'individuazione delle possibili esigenze di sviluppo della rete sia a livello di singole infrastrutture/componenti sia a livello di aggregato territoriale.
A tal proposito in questo paragrafo si riportano i criteri sviluppati e adottati da E-Distribuzione.
Le principali aree tematiche di analisi della rete sono: Carico, Qualità, Struttura, Componentistica, Telecontrollo&Automazione, Resilienza. A ciascuna di queste aree viene associato un indice di performance della rete (KPI) che viene valutato rispetto a:

- un singolo elemento di rete (per es. CP, linea MT, linea BT);

- un aggregato territoriale, il quale racchiude un insieme di elementi.

Tale indice ha un valore compreso tra 0 (non critico) e 5 (max criticità). Esso dà indicazioni necessarie per l'allocazione ottimale dei budget previsti, allocando gli stessi prioritariamente sugli elementi/impianti di rete che risultano più critici in base all'analisi condotta.
Gli indici sopracitati vengono anche adattati in base al livello di tensione della rete oggetto di analisi secondo le specifiche peculiarità.

2.2.3 La generazione distribuita (GD) e l'impatto sulle reti di distribuzione

Il collegamento di un impianto di produzione alla rete pubblica costituisce un punto singolare attraverso il quale si effettua uno scambio reciproco di energia che, come effetto collaterale, causa anche dei disturbi alla rete. La condizione ottimale che si deve perseguire è quella di consentire il transito dell'energia, sia attiva che reattiva, in funzionamento normale e di poter interrompere il collegamento qualora insorgano condizioni di funzionamento anomale tanto nella rete pubblica quanto nella rete del produttore.
Diversi sono gli aspetti da tenere in considerazione nel valutare gli impatti della GD sulla rete di distribuzione.
Un primo aspetto positivo, nel caso di reti prossime alla saturazione della capacità di trasporto, riguarda la possibile riduzione delle interruzioni per sovraccarico dovuta alla presenza di generazione durante le ore di punta.
Un altro punto di attenzione è invece la necessità di una valutazione più articolata delle perdite nella rete. Infatti, se generatore e carico sono tra loro indipendenti, ossia si comportano differentemente durante il corso della giornata, la stima delle perdite mediante l'uso di un unico valore medio delle potenze, che considera l'effetto cumulato, potrebbe risultare in generale sottostimata.
Inoltre, lo studio dei vantaggi legati alla adozione della gestione attiva delle reti elettriche di distribuzione richiede l'uso di modelli più sofisticati, che tengano conto della variabilità oraria della domanda e della generazione. Si pensi ad esempio ai pericoli di sovratensioni che grosse unità di GD possono causare durante le ore di minimo carico. Se si mantenesse una gestione passiva della rete, necessariamente si dovrebbe limitare la potenza installabile nel particolare sito; diversamente, se si consentisse una gestione attiva mediante la pratica del "Generation Curtailment" (GC), si potrebbe consentire all'investitore privato di costruire un impianto di potenza nominale maggiore previa disponibilità a subire saltuariamente una riduzione forzata della potenza erogata. Questa pratica porterebbe benefici sia all'investitore privato, per i maggiori guadagni derivanti dalla vendita di una quantità complessivamente più elevata di energia nel corso dell'anno, sia al gestore della rete di distribuzione, che potrebbe avrebbe minori problemi di sovraccarico durante le ore di punta, con complessivo alleggerimento della rete e differimento degli investimenti.
La presenza della GD può avere un effetto positivo o negativo nei confronti del rischio di interruzione per sovraccarico: esso dipende dalla capacità del generatore di seguire l'andamento del carico.
In un sistema che accoglie delle unità di GD che iniettano potenza attiva e reattiva in prossimità delle utenze, i flussi possono invertirsi ed alterare conseguentemente i profili di tensione, generalmente determinandone un innalzamento. Tali alterazioni sono tanto più grandi quanto più elevato è il rapporto fra la potenza della GD e la potenza richiesta dal carico e tanto più deboli sono le linee (ovvero tanto più piccolo è il rapporto X/R). Possono dunque verificarsi problemi di sovratensione ai nodi di generazione o, contrariamente, problemi di tensione depressa alle estremità delle linee senza GD (o con GD che utilizzano generatori asincroni): può infatti capitare che, attraverso l'usuale azione del variatore sotto carico del trasformatore in CP, si riesca a contenere la sovratensione entro il limite massimo ma che inevitabilmente si causi l'abbassamento al di sotto del limite minimo della tensione in una o più linee appartenenti alla stessa sbarra MT.
L'introduzione di una elevata penetrazione di GD nelle reti di distribuzione può indurre alcune problematiche nella gestione del sistema, che possono essere riassunte in tre macrocategorie:

- aumento dei livelli di corrente di cortocircuito e in generale delle sollecitazioni sui componenti di rete (conduttori, organi di manovra, trasformatori);

- alterazioni nelle procedure di intervento e coordinamento delle protezioni, che sono attualmente basate sull'ipotesi di configurazione radiale e passiva della rete e che considerano flussi di potenza esclusivamente unidirezionali;

- alterazione delle condizioni di lavoro del sistema di distribuzione, con conseguenti problematiche legate alla osservabilità e accuratezza nella stima dello stato di funzionamento della rete, alla regolazione dei profili di tensione, alla limitazione delle congestioni e alle performance di qualità del servizio (power quality).

I fenomeni che si possono verificare sono le violazioni delle soglie massime di variazioni lente e rapide di tensione e di portata dei conduttori. Inoltre, l'inversione della potenza in cabina primaria dovuta al fenomeno dell'inversione dei flussi di potenza rispetto ai flussi tradizionali registrati su reti puramente passive.

2.2.3.1 Variazione lente di tensione

Il fenomeno delle variazioni lente di tensione riguarda il mancato rispetto dei limiti imposti dalla normativa, fissati al ± 10 % del valore nominale.
Lo sviluppo della Generazione Distribuita può determinare fenomeni di sovratensione lungo i feeder delle reti di distribuzione. La sovratensione è dovuta all'inversione del flusso di potenza che si può venire a creare su un tratto di linea a seguito di una potenza immessa in rete dalla GD superiore rispetto alla potenza assorbita dal carico in quel nodo. Il fenomeno della sovratensione è tipico delle reti rurali, costituite per lo più da linee aeree molto lunghe, dove quindi il valore di R è molto elevato

2.2.3.2 Perdite di energia per effetto Joule

Per le perdite di energia si può fare un ragionamento analogo a quello delle variazioni lente di tensione. Al crescere della generazione distribuita, col carico costante, le perdite di energia vanno riducendosi per la produzione in loco della potenza; quando invece il surplus di potenza generata rispetto a quella assorbita diventa molto significativo le perdite di energia aumentano in modo consistente.

2.2.3.3 Variazioni rapide di tensione

Un altro aspetto da considerare riguarda le variazioni rapide di tensione che sono tipicamente dovute all'inserzione o al distacco improvviso di carico per quanto riguarda i clienti passivi, mentre per i clienti attivi sono dovute al solo distacco improvviso di generatori statici e rotanti dalla rete, salvo i casi di generatori statici dove anche l'inserzione di questi ultimi non è opportunamente controllata.

2.2.3.4 Limiti di portata dei conduttori

L'immissione di grossi quantitativi di potenza in rete da parte della generazione distribuita può portare al raggiungimento dei limiti di portata dei conduttori e quindi alla necessità di adeguamento degli impianti per evitare possibili danneggiamenti dei componenti.Correnti di cortocircuito
L'installazione di impianti di produzione sulle reti di distribuzione determina un incremento della corrente di cortocircuito a causa del contributo degli impianti stessi. L'aumento delle correnti di cortocircuito deve essere monitorato per evitare che venga superato il limite di resistenza agli sforzi elettrodinamici per cui sono dimensionati i vari apparecchi; inoltre il contributo della generazione distribuita alla corrente di cortocircuito potrebbe influenzare il sistema di protezione determinando scatti intempestivi.

In particolare, è da considerare il contributo dei generatori rotanti alla corrente di cortocircuito, mentre è pressoché trascurabile il contributo da parte dei generatori connessi alla rete di distribuzione tramite convertitori statici.

2.2.3.5 Inversione della potenza in Cabina Primaria (CP)

L'inversione della potenza in Cabina Primaria si verifica nelle condizioni in cui la potenza generata, in un dato intervallo temporale, superi la potenza assorbita dal carico della rete di distribuzione sottesa all'impianto primario. In tal caso la potenza immessa in rete dalla generazione distribuita dopo aver percorso le linee MT in senso inverso rispetto a quello tradizionale, si riversa attraverso il trasformatore AT/MT sulla rete di alta tensione. Una possibile situazione critica si ha nel momento in cui dovesse intervenire la protezione in CP lato alta tensione, perché una volta avvenuta la richiusura rapida si troverebbe a richiudere su una rete attiva alimentata dalla generazione distribuita e con possibili problemi dovuti all'angolo presente tra le due tensioni. Per questo dovranno essere opportunamente scelti dei dispositivi di protezione per evitare un parallelo inopportuno. La norma CEI 0-16 impone l'utilizzo di questi dispositivi in tutte le cabine primarie dove si abbia un flusso invertito di potenza per almeno il 5% del tempo di funzionamento annuo.

2.2.3.6 Sicurezza del Sistema Elettrico

Per i clienti attivi la norma CEI 0-16 impone dei limiti molto ristrettivi per quanto riguarda il range dei valori di tensione e frequenza consentiti per restare connessi alla rete. Il Dispositivo d'Interfaccia ha la funzione di distaccare la GD in caso di funzionamento perturbato della rete e quindi interviene quando il sistema elettrico va a funzionare ad una frequenza che si trova al di fuori dell'intervallo prestabilito. Il distacco della GD, che potrebbe essere causato anche da una perturbazione generatasi sulla rete di trasmissione e propagatasi verso la rete di distribuzione, potrebbe inoltre concorrere a peggiorare lo squilibrio tra la potenza generata ed assorbita, nonché ridurre l'inerzia complessiva del sistema.
Appare quindi evidente come il distacco della GD in taluni casi potrebbe aggravare una situazione già critica per la rete. Emblematico è il caso del Black-out del 28 settembre 2003: tra le tante cause che portarono giù il sistema elettrico italiano, come compare nel Rapporto della commissione di Indagine appositamente istituita, c'è il distacco di molti autoproduttori e gruppi allacciati alla media tensione.
Il forte sviluppo della GD fa sì che essa costituisca, e sarà sempre di più col passare degli anni, una quota importante della potenza complessiva generata per cui è importante che quando il disturbo riguarda non la rete di distribuzione ma la rete di trasmissione ci sia un contributo da parte della GD alla salvaguardia dell'intero sistema elettrico. Per questo motivo si renderà necessaria la possibilità da parte degli operatori di sistema di effettuare controlli avanzati, in tempo reale, sulla potenza immessa in rete dalla GD.

2.2.4 Verifiche per la connessione di impianti di GD sulla rete di distribuzione

Al fine di garantire il rispetto degli standard di qualità del servizio e affidabilità della rete, gli aspetti tecnici che devono essere valutati per la connessione di impianti di GD alla rete MT e BT di distribuzione sono:

- capacità di trasporto delle linee;
- utilizzo del trasformatore;
- variazioni lente e rapide di tensione;

- variazioni assolute della tensione;
- regolazione della tensione (solo MT);
- selettività delle protezioni;
- tenuta termica dei conduttori in caso di corto circuito;
- potere di apertura e chiusura degli interruttori;
- isola indesiderata;
- incremento della corrente di guasto a terra capacitiva (solo MT);
- power quality.

L'adeguatezza del sistema deve essere verificata negli scenari di carico/generazione più estremi per il sistema. Inoltre, i calcoli devono tenere in considerazione non soltanto gli impianti già in esercizio, ma anche quelli con soluzione tecnica già rilasciata e quindi pianificati.
È opportuno riportare una importante considerazione circa i sistemi di accumulo. Le norme CEI 0-21 e CEI 0-16 definiscono "sistema di accumulo" l'insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica, previsto per funzionare in maniera continuativa in parallelo con la rete di distribuzione e in grado di comportare un'alterazione dei profili di scambio con la rete stessa. Pertanto, ai fini della connessione, qualsiasi sistema di accumulo è da ritenersi sempre un generatore, anche se connesso sul lato DC di un sistema di produzione.

2.2.4.1 Capacità di trasporto delle linee

Lo scopo della verifica sulla capacità di trasporto delle linee è quello di verificare che l'inserimento del nuovo impianto di produzione non faccia superare ai conduttori il limite termico di corrente.
Nelle reti BT il valore di soglia viene fissato all'80% del limite termico. Nelle reti MT la soglia è impostata al 100% del limite termico nel caso di rete con soli generatori, 80% nel caso di rete mista (generatori e consumatori). Il raggiungimento del 60% del limite termico viene comunque considerato come caso da attenzionare.
Sia per le reti MT che per le reti BT la soglia è da considerarsi abbassata al 60% nei casi di linea controalimentante nello schema di normale esercizio a congiungenti.

2.2.4.2 Utilizzo del trasformatore

Sulla BT viene valutato se l'impegno del trasformatore a cui connettere il nuovo impianto è inferiore all'80% della potenza nominale della macchina. Sulla rete MT invece la verifica è fatta sia sui singoli trasformatori della Cabina Primaria che alimenta la rete interessata dal nuovo produttore, che sulla CP stessa. La condizione da verificare è che non venga superato il 90% della potenza nominale del singolo trasformatore e quindi anche il 90% della somma delle potenze nominali di tutti i trasformatori presenti in CP. Inoltre, nelle CP con due trasformatori, viene verificato che nella condizione N-1 (fuori servizio del trasformatore di taglia maggiore) non vengano superati i limiti di sfruttamento della macchina in servizio.

2.2.4.3 Variazioni lente e rapide di tensione

Le variazioni lente di tensione sono determinate dall'evolvere nel tempo della richiesta di potenza ai nodi della rete. In particolare, la GD può causare un innalzamento della tensione nel punto di inserimento e nei nodi adiacenti. Per tale fenomeno viene quindi verificato che l'inserimento del nuovo impianto di produzione non causi variazioni delle tensioni in regime permanete, rispetto al valore nominale, superiori all'8 % sulla rete BT e al 5% sulla rete MT.
Per ciò che riguarda le variazioni rapide di tensione viene invece verificato che il funzionamento del nuovo impianto non provochi, in regime transitorio, delle oscillazioni di tensione superiori al 5% sulla rete BT e al 6 % sulla MT rispetto al valore nominale di esercizio.

2.2.4.4 Variazioni assolute di tensione

La verifica del valore assoluto di tensione nei nodi ha lo scopo di valutare se l'inserimento della nuova generazione provochi, in regime di esercizio, una variazione del valore assoluto della tensione presso tutti i clienti al di fuori dei limiti contrattuali. In particolare, viene verificato che il discostamento non superi l'8% della tensione nominale.

2.2.4.5 Regolazione della tensione

La caratteristica generale di un'unità di GD non dispacciabile consiste nell'estrema variabilità della potenza erogata, che non è di solito direttamente correlata col carico elettrico. Ciò provoca fluttuazioni della tensione (cadute o sovratensioni) su alcuni punti delle linee, che si sovrappongono a quelle esistenti causate dalla variazione del carico, aumentando la banda di incertezza della tensione.
Il numero di unità di GD collegabili alla rete può essere limitato a causa delle problematiche relative alla regolazione della tensione. La stabilizzazione della tensione ai nodi MT avviene tramite il regolatore automatico di tensione (RAT) installato sul primario del trasformatore AT/MT di CP. Tale dispositivo variando il rapporto di trasformazione agisce sulla tensione di sbarra MT. La regolazione avviene esclusivamente per compensazione di corrente, ed è quindi funzione della sola corrente in uscita al trasformatore.
I generatori distribuiti possono alterare tale regolazione in quanto, immettendo corrente in rete, fanno sì che il trasformatore AT/MT eroghi soltanto una parte della corrente necessaria a soddisfare i carichi, o addirittura, nel caso in cui la produzione da GD superi il carico, non eroghi affatto. In entrambe le condizioni, la tensione sulla sbarra MT è più bassa di quella necessaria a compensare le cadute di tensione sulle linee.

2.2.4.6 Selettività delle protezioni

La verifica della selettività delle protezioni è atta a scongiurare il possibile intervento intempestivo della protezione di massima corrente della linea a cui è allacciato il nuovo impianto di produzione in presenza di un guasto esterno alla stessa linea. Difatti ogni unità di GD apporta un proprio contributo alla corrente di guasto anche nel caso in cui questo si verifichi su un'altra linea connessa sulla stessa sbarra. La somma dei contributi alla corrente di guasto proveniente dalla GD connessa sulla linea sana potrebbe fare intervenire l'interruttore posto a monte di quest'ultima, causando appunto uno scatto intempestivo del dispositivo di protezione.

Come raffigurato in Figura 1, la verifica viene condotta eseguendo il calcolo di cortocircuito trifase nell'ipotesi di guasto franco su un'altra linea afferente alla stessa semisbarra (linea 2), in particolare sulla tratta più a monte (condizione peggiore), e verificando per la linea sede del nuovo impianto (linea 1) che il contributo proveniente

dai generatori (I_{cc_GD}) sia inferiore di una certa percentuale al valore regolato per l'apertura del dispositivo di protezione I1.

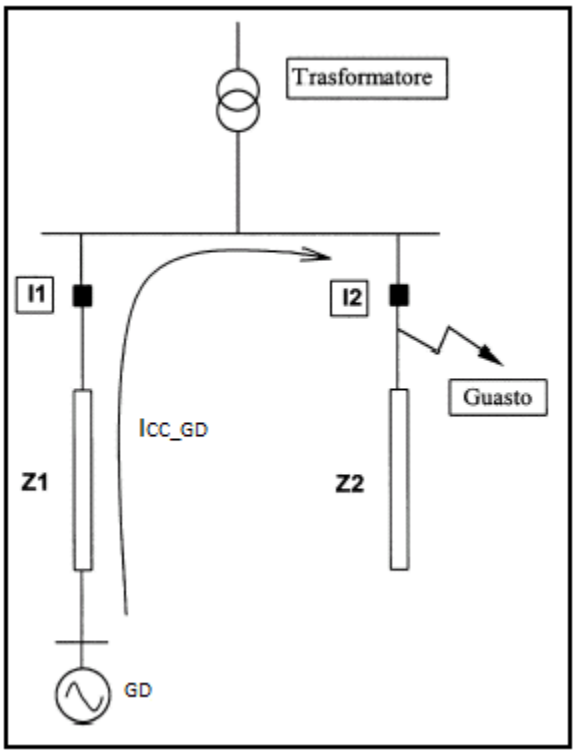

Figura 1 Selettività delle protezioni

2.2.4.7 *Tenuta termica de conduttori in caso di corto circuito*

Viene verificato, in qualsiasi condizione di cortocircuito, che il conduttore interessato dalla corrente di guasto sia capace di sostenere, per tutto l'intervallo di tempo t che precede l'intervento dell'interruttore, l'energia passante durante il transitorio termico. Un adeguato coordinamento dell'energia specifica passante dei conduttori con la caratteristica di intervento dell'interruttore posto a inizio linea deve soddisfare, per ogni ramo della linea, la seguente espressione:

$$Max(I^2_{ramo,i}t) \leq K^2 S_i^2$$

dove $Max(I^2_{ramo,i}t)$ è la massima energia specifica passante sull'i-esimo ramo, mentre $K^2 S_i^2$ è l'energia specifica passante che il conduttore del ramo i-esimo è in grado di sopportare.

2.2.4.8 *Potere di apertura e chisuura dell'interruttore*

La GD contribuisce ad incrementare le correnti di guasto, in special modo nel caso di generatori sincroni o asincroni. In questo senso occorre verificare che il contributo alla totale corrente di corto-circuito fornito dai gruppi di generazione distribuita non comporti correnti di guasto superiori alla capacità di interruzione/chiusura degli interruttori. In particolare viene verificato che il valore della massima corrente di cortocircuito sia inferiore

ad una certa percentuale sia del potere di interruzione che del potere di chiusura del dispositivo di protezione della linea.

2.2.4.9 Isola indesiderata

Per isola indesiderata si intende quel fenomeno per il quale, a seguito di una messa fuori servizio di una porzione di rete dovuta a guasti o manovre, la GD connessa alla stessa porzione di rete sostiene l'alimentazione al carico. Tale fenomeno comporta una serie di problematiche legate alla perdita di controllo sull'andamento dei parametri elettrici dell'isola, alle operazioni di riallaccio all'alimentazione di rete della stessa e alla sicurezza. Per l'allaccio di nuove unità di GD è quindi necessario verificare che in caso di disalimentazione dalla rete pubblica sia garantito l'intervento dei relè di interfaccia e quindi il distacco automatico del generatore.

2.2.4.10 Incremento della corrente di guasto a terra capacitiva

Sulla rete di media tensione, essendo di norma quello MT un sistema a neutro compensato, un altro aspetto da considerare nelle verifiche per la connessione di nuova GD è l'incremento della corrente di guasto a terra capacitiva. Tale aumento è dovuto alla realizzazione di nuove linee MT, o all'ampliamento di quelle esistenti, necessarie per la realizzazione delle nuove connessioni di impianti di produzione, specialmente in caso di linee realizzate in cavo aereo o interrato. In particolare è necessario verificare che non sussista la possibilità di superamento del limite massimo di compensazione del sistema di messa a terra del neutro MT in cabina primaria.

2.2.4.11 Power quality

Interfacciare un sistema di GD alla rete pubblica può indurre a problematiche di sicurezza e affidabilità della connessione, anche senza implicare necessariamente problemi sul normale funzionamento della rete.

Per quanto riguarda gli aspetti di continuità del servizio, in generale l'inserimento di nuovi elementi di rete è peggiorativo in termini di durata e numero delle interruzioni, sebbene la GD, quando il funzionamento in isola è ammesso, possa aiutare a sostenere l'alimentazione dei clienti sottesi a un'isola.
Inoltre, la soluzione di connessione di un nuovo impianto spesso può comportare modifiche di assetto rete che possono causare esse stesse una riduzione del livello di qualità del servizio e una variazione del grado di rialimentabilità delle linee. In tali casi, la scelta del migliore assetto di rete non può prescindere, oltre che da valutazione tecniche, anche da adeguate considerazioni economiche che tengano conto delle penali che sarebbero da corrispondere/risparmiate in caso di aumento/diminuzione del numero e della durata delle interruzioni per cliente BT legate al particolare cambiamento di assetto.

Per quanto riguarda la qualità della tensione, diversi sono gli effetti perturbativi causati dalla GD che sono oggetto di verifica per la realizzazione della nuova connessione. In particolare, vengono analizzati i flicker, i buchi di tensione e il grado distorsione armonica introdotta dal nuovo impianto.

2.3 Fattori influenzanti l'attività di pianificazione

La rete di distribuzione italiana in media tensione è costituita da linee prevalentemente esercite a 15 e 20 kV (in alcune aree esistono linee esercite a livelli di tensione diversi) che coprono il territorio in modo tanto più fitto quanto più è elevata la densità dei carichi e che presentano differenti caratteristiche in base all'area da servire.
Le reti MT sono concepite per l'esercizio radiale, con strutture tali da raggiungere il miglior compromesso tecnico-economico fra le seguenti esigenze:

- collegare l'utenza mediante la realizzazione di connessioni al minimo tecnico;
- consentire la rialimentazione parziale o totale del carico durante gli interventi di riparazione dei guasti;
- garantire la selettività delle protezioni e assicurare la tenuta delle linee al corto circuito;
- in caso di disservizi di trasformatori AT/MT e per lavori di manutenzione, consentire la rialimentabilità del carico da un trasformatore AT/MT della stessa CP o eventualmente da altre CP.

E' da evidenziare che gli schemi di rete adottati per la distribuzione impongono dei limiti alla quantità di GD connettibile, al fine di garantire che gli effetti descritti al paragrafo precedente non alterino l'affidabilità del sistema. Allo stato attuale sulle reti di distribuzione italiane non si riscontrano particolari situazioni di congestione della rete, grazie ad un'attenta pianificazione degli interventi che considera l'evoluzione attesa del carico e della generazione sulle reti di bassa e media tensione.
Pertanto, per il monitoraggio ed il controllo dei flussi di potenza sulle reti possono ancora essere utilizzati i sistemi a disposizione, e non sono in generale necessari scambi di informazioni in tempo reale tra gestore della rete di distribuzione e produttori, né si rende necessaria l'introduzione di un vero mercato dell'energia (sono sufficienti i contratti di connessione stipulati da distributore e produttore).

Tuttavia, al crescere della penetrazione della GD l'esercizio della rete, in assenza di un'adeguata "smartizzazione", risulta di difficile gestione a causa di:

- incremento delle correnti di corto circuito;
- difficoltà di ottenere un'efficiente regolazione di tensione;
- sfruttamento di linee e trasformatori non ottimale (si pensi ad esempio al caso di una linea con molta generazione in condizioni di basso carico).

Lo sfruttamento della GD sarà sicuramente favorito dalle moderne tecnologie di comunicazione e controllo, per gestire anche a distanza sistemi dispersi sul territorio come un'unica singola centrale di generazione ed ottenere il maggior vantaggio nel loro utilizzo.
Tale concetto è noto come "Virtual Utility" o "Virtual Power Plant" e richiede lo sviluppo di un sistema che, avendo a disposizione:

- unità di generazione e/o co-generazione distribuite;
- configurazione del sistema installato
- generatori di acqua calda o vapore
- unità di condizionamento

- sistemi di stoccaggio dell'energia (elettrica o termica)
- stato delle diverse unità
- previsione del prezzo dell'elettricità (importazione/esportazione verso la rete)
- previsione del costo del combustibile
- previsione delle richieste energetiche (elettricità, caldo, freddo)

sia in grado di decidere:

- quando operare le unità di generazione e/o co-generazione distribuite installate
- a quale carico operare le unità
- quando caricare e quando scaricare le unità di accumulo
- quando acquistare energia dalla rete
- quando cedere energia alla rete
- quando trasmettere energia da un sito ad un altro.

Nella definizione dei piani di sviluppo di una rete le azioni che possono essere intraprese per il rispetto dei limiti di power quality, garantendo nel contempo adeguata economicità degli interventi, sono sostanzialmente le seguenti:

1. definizione di schemi di rete intrinsecamente più affidabili nei confronti dei buchi di tensione (ad es. reti che abbiano un numero limitato di nodi per feeder);
2. compatibilmente con le norme di connessione vigenti, posizionamento della GD in nodi significativi per sostenere la tensione durante i buchi (sempre che il guasto non comporti l'apertura della protezione d'interfaccia);
3. impiego di dispositivi per la regolazione della tensione (DVR) in nodi critici per i quali non si riesca a conseguire l'obiettivo di qualità.

La diffusione della GD nelle reti di distribuzione determina ampie potenzialità per introdurre benefici tecnici ed economici nel sistema di distribuzione.
Vi sono molteplici incertezze nella predizione dell'evoluzione del fenomeno della GD che ne rendono difficoltosa la stima della possibile reale penetrazione. Per una attenta pianificazione è necessario che vengano opportunamente valutate tutte le variabili necessarie alle stime di tutti i fattori che hanno impatto sull'evoluzione della produzione e della domanda di energia di un territorio. Per le valutazioni di dettaglio sugli

impatti delle connessioni, assumono particolare utilità nuovi strumenti di calcolo automatico che, trattando contemporaneamente un gran numero di variabili, perseguono lo scopo di facilitare il lavoro del pianificatore nel raggiungimento del risultato più soddisfacente. Il fatto che le reti non siano più passive ma attive rende inevitabilmente più incerti rispetto al passato sia la pianificazione che l'esercizio del sistema.
Nell'ambito della ricerca si sono già compiuti sforzi nel tentativo di fornire al pianificatore gli strumenti per risolvere in modo oggettivo il problema della pianificazione degli investimenti e per districarsi in un futuro ricco di offerte di energia; tra questi sviluppi è da rimarcare l'affinamento di modelli probabilistici che permettano di tenere nella giusta considerazione le incertezze nella stima della produzione e nella domanda di energia. Il processo di pianificazione delle reti di distribuzione tiene pertanto conto anche della presenza della GD. In prima analisi, è infatti opportuno che il pianificatore valuti attentamente se esistono nella rete in esame i presupposti per considerare la presenza di GD, di natura notoriamente intermittente, una valida alternativa a interventi di potenziamento/sviluppo delle reti, se integrata con sistemi di accumulo come previsto nelle nanogrid.
È necessario evidenziare come l'attività di pianificazione di un sistema elettrico sia fortemente legata all'evoluzione del fabbisogno energetico e del mix di generazione di un territorio, parametri questi ultimi affetti da incertezza. Ad esempio, il costo del combustibile potrà variare nel tempo secondo scenari che possono essere più o meno prevedibili; diversamente la capacità di produzione della GD può variare fortemente in base a molteplici fattori (disponibilità della fonte energetica, prezzo dell'energia, incentivazioni legislative, ecc.).
Più in generale, si può dire che il risultato di uno studio di pianificazione è influenzato da un certo numero di parametri il cui andamento nel tempo è legato ad eventi futuri non completamente prevedibili. L'approccio probabilistico ed il ricorso alla Teoria delle Decisioni sono entrambi validi strumenti per gestire reti con una forte penetrazione di GD.
Molto più complesso è invece il tema relativo alla pianificazione applicata alle reti in uno scenario che prevede, oltre ad una forte presenza di GD, l'esistenza di mercati dove il DSO può approvvigionarsi di servizi ancillari locali. In questo contesto sarà necessario sviluppare nuove tecniche di pianificazione, in grado di tenere conto della presenza dei mercati e della possibilità di sfruttare le risorse di flessibilità per le operazioni di regolazione.
In questo scenario saranno necessarie apparecchiature, strumenti e sistemi a supporto delle analisi descritte come ad esempio l'optimal power flow per la gestione del mercato.

Particolare attenzione dovrà inoltre essere prestata alla previsione di sviluppo dei carichi; questa attività richiederà infatti non solo il supporto diffuso dei sistemi esperti, basati sull'apprendimento del funzionamento del fenomeno attraverso la conoscenza del passato, ma anche l'analisi attenta delle presumibili evoluzioni della diffusione della GD.

3. STATO DELL'ARTE – ANALISI RETE E SOLUZIONI DI PIANIFICAZIONE

3.1 Mappatura criticità secondo aree di indagine e criteri di classificazione della rete secondo KPI

L'attività di analisi è funzionale all'individuazione delle possibili esigenze di sviluppo della rete sia a livello di singole infrastrutture/componenti sia a livello di aggregato territoriale.

A tal proposito in questo paragrafo si riportano i criteri sviluppati e adottati da E-Distribuzione.

Le principali aree tematiche di analisi della rete sono: Qualità, Carico, Struttura, Telecontrollo e Automazione, Resilienza, Componentistica.

A ciascuna di queste aree viene associato un indice di performance della rete (KPI) che viene valutato rispetto a:

- un singolo elemento di rete (per es. CP, linea MT, linea BT);
- un aggregato territoriale, il quale racchiude un insieme di elementi.

Tale indice ha un valore compreso tra 0 (non critico) e 5 (massima criticità). Esso dà indicazioni necessarie per l'allocazione ottimale dei budget previsti, allocando gli stessi prioritariamente sugli elementi/impianti di rete che risultano più critici in base all'analisi condotta.

Gli indici vengono anche adattati in base al livello di tensione della rete oggetto di analisi secondo le specifiche peculiarità.

A seguire, per ognuna delle aree tematiche introdotte, si riportano i criteri in base ai quali è possibile calcolare i KPI dell'elemento minimo di rete e i criteri per poi aggregare gli indici a livello territoriale. È opportuno sottolineare che mentre tali criteri hanno carattere assolutamente generale, le tarature delle fasce di criticità riportate sono invece assolutamente indicative e adattabili in base alla configurazione e alle condizioni della rete a cui fanno riferimento. Pertanto, dato lo scopo di descrivere la logica assolutamente generale e adattabile alle varie esigenze che sta alla base della creazione dei KPI, questa verrà descritta riferendola alla sola rete MT.

3.1.1 KPI Qualità del servizio

Al fine di regolamentare la qualità del servizio elettrico per gli utenti, nella delibera 566 l'Autorità ha suddiviso il territorio nazionale per ambiti sulla base della concentrazione di abitanti:

- Alta Concentrazione (AC) → aggregato di comuni di una provincia con numero di abitanti di ciascun comune > 50.000;
- Media Concentrazione (MC) → aggregato di comuni di una provincia con numero di abitanti di ciascun comune compreso tra 5.000 e 50.000;
- Bassa Concentrazione (BC) → aggregato di comuni di una provincia con numero di abitanti di ciascun comune < 5.000.

In funzione di tali ambiti sono stati definiti degli obiettivi di target differenziati in modo tale da garantire un'adeguata qualità del servizio agli utenti. Sono stati definiti pertanto i seguenti indicatori, riferiti alle interruzioni accidentali:

- **DIL** - Durata Interruzioni Lunghe (interruzioni di durata maggiore di 3 minuti);
- **NILB** – Numero delle Interruzioni Lunghe più Brevi (queste ultime hanno durata maggiore di 1 secondo e fino a 3 minuti).

L'Autorità ha introdotto un meccanismo di premi/penali fissando per ciascun ambito territoriale, e per ciascun anno di regolazione, i livelli tendenziali da raggiungere. Dal 2015, essendo scaduto il ciclo regolatorio nel quale erano stati fissati gli obiettivi per il DIL, per quest'ultimo i tendenziali coincidono con il Livelli Obiettivo (LO).

Tabella 1: ambiti e livelli obiettivo regolazione Qualità del Servizio

Ambito	N° abitanti	Livello Obiettivo DIL	Livello Obiettivo NILB
Bassa Concentrazione	< 5.000	68 min/utente	4,3 interr./utente
Media Concentrazione	5.000 – 50.000	45 min/utente	2,25 interr./utente
Alta Concentrazione	> 50.000	28 min/utente	1,2 interr./utente

Secondo quanto contenuto nella delibera ARERA 566/2019/R/eel del 23 dicembre 2019 (TIQE) il meccanismo di calcolo dei premi/penali, che si riferisce agli ambiti, segue i passi e le definizioni illustrate di seguito:

- Il livello effettivo biennale D_1 e N_1 per i due indicatori (rispettivamente per il DIL e per il NILB) è ottenuto, per l'anno i, come media ponderata sul numero di clienti BT dei valori dell'anno i e $i-1$;
- Per ogni ambito territoriale il recupero di continuità del servizio ($DREC$ per il DIL, $NREC$ per il NILB) è dato dalla differenza tra il livello tendenziale dell'anno i e il livello effettivo biennale dello stesso anno, a condizione che queste differenze siano superiori della fascia di franchigia all'interno della quale non vengono imputati né premi né penali;
- Il premio o la penale per l'anno i e per ciascun ambito j viene calcolato con la seguente formula:

$$XREC_{i,j} \times \left[\left(POT1_{i,j} \times C1_x\right) + \left(POT2_{i,j} \times C2_x\right)\right]$$

dove $XREC_{i,j}$ (espresso in min./cliente per il DIL, num./cliente per il NILB) è il recupero di continuità del servizio, di segno positivo o negativo a seconda che il livello effettivo risulti maggiore o minore rispetto al tendenziale, mentre $POT1_{i,j}$ e $POT1_{i,j}$ $[kW]$ sono, rispettivamente, il rapporto tra l'energia complessivamente distribuita agli utenti BT domestici e non domestici e il numero di ore annue complessivo (8760). I parametri $C1_x$ e $C2_x$, espressi in eurocent/kW/minuto per il DIL, euro/numero di interruzioni per utente/kW per il NILB, assumono i valori indicati in Tabella 2 e Tabella 3.

Tabella 2 – Valori dei parametri C1d e C2d e franchigie per grado di concentrazione e per fasce dell'indice di riferimento D1 che si avvalgono della facoltà di cui all'articolo 24 che si avvalgono della facoltà di cui all'articolo 24

Ambiti ad alta concentrazione con più di 250.000 utenti	Ambiti ad alta concentrazione	Ambiti a media concentrazione	Ambiti a bassa concentrazione	Parametro $C1_d$ (eurocent/minuto/kW)	Parametro $C2_d$ (eurocent/ minuto/kW)
oltre 12,5 minuti e fino a 25 minuti	oltre 12,5 minuti e fino a 25 minuti	oltre 20 minuti e fino a 40 minuti	oltre 30 minuti e fino a 61 minuti	4	8
oltre 25 minuti e fino a 39 minuti	oltre 25 minuti e fino a 33 minuti	oltre 40 minuti e fino a 52 minuti	oltre 61 minuti e fino a 77 minuti	0	0
oltre 39 minuti	oltre 33 minuti	Oltre 52 minuti	oltre 77 minuti	18	36

Nota: per l'anno 2020 i parametri C1d=18 eurocent/minuto/kW e C2d=36 eurocent/minuto/kW sono pari a C1d=6 eurocent/minuto/kW e C2d=12 eurocent/minuto/kW; per l'anno 2021 i parametri C1d=18 eurocent/minuto/kW e C2d=36 eurocent/minuto/kW sono pari a C1d=12 eurocent/minuto/kW e C2d=24 eurocent/minuto/kW.

Tabella 3 – Valori dei parametri C1n e C2n per grado di concentrazione e per fasce dell'indicatore di riferimento N1

Ambiti ad alta concentrazione	Ambiti a media concentrazione	Ambiti a bassa concentrazione	Parametro $C1_n$ (euro/ num/kW)	Parametro $C2_n$ (euro/ num/kW)
fino a 1,0 int/cl	fino a 2,0 int/cl	fino a 4,0 int/cl	1	3
oltre 1,0 int/cl e fino a 2,0 int/cl	oltre 2,0 int/cl e fino a 4,0 int/cl	oltre 4,0 int/cl e fino a 8,0 int/cl	3	7
oltre 2,0 int/cl	oltre 4,0 int/cl	oltre 8,0 int/cl	5	10

Il calcolo del KPI Qualità del Servizio è essenzialmente basato sull'andamento dei parametri di continuità del servizio (DIL e NILB), mediando la durata e il numero delle interruzioni accidentali per cliente BT che hanno interessato la porzione di rete in analisi per un periodo di tempo significativo (ad esempio due anni).
Per quanto riguarda l'ambito territoriale, per come definito in precedenza, l'indice di qualità del servizio è valutato secondo la distanza dell'ambito dal suo livello obiettivo all'ultimo anno della regolazione vigente:

$$KPI\ Qualità_{\ ambito} = X \times sKPI_{DIL\ ambito} + Y \times sKPI_{NILB\ ambito}$$

dove i sotto KPI sono così definiti:

$$sKPI_{DIL\ ambito} = \frac{DIL_{biennale}}{Livello\ Obiettivo}$$

$$sKPI_{NILB\ ambito} = \frac{NILB_{biennale}}{Livello\ Obiettivo}$$

mentre X e Y sono fattori di peso percentuali.

È possibile quindi stabilire le seguenti fasce:

Tabella 4 - Fasce dei range per i sotto KPI DIL e NILB riferiti al livello obiettivo (LO).

sKPI	range fascia
0	0 %<DIL/L.O.< 85%
1	85%< DIL/L.O.< 95%
2	95%< DIL/L.O.< 105%
3	105%< DIL/L.O.< 140%
4	140%< DIL/L.O.< 200%
5	DIL/L.O.>200%

sKPI	range fascia
0	0 %<NILB/L.O.< 85%
1	85%< NILB/L.O.< 95%
2	95%< NILB/L.O.< 105%
3	105%< NILB/L.O.< 150%
4	150%< NILB/L.O.< 300%
5	NILB/L.O.>300%

Spostando il focus dall'ambito alla rete MT, in particolare sulla singola linea, il KPI Qualità del Servizio viene pesato in base alla tipologia dell'utenza presente nell'ambito in esame tramite un opportuno indice (RS) valutato nel seguente modo:

$$KPI\ Qualità\ _{linea} = 0{,}5 \times RS_{DIL} + 0{,}5 \times RS_{NILB}$$

L'indice RS traduce in valore economico il comportamento di una linea MT nel periodo considerato, in particolare per ciò che riguarda l'impatto delle interruzioni subite dalla linea in esame sulle penali da pagare o sui mancati premi da riscuotere nell'ambito di appartenenza. Tale meccanismo è da calcolare sulla base dei livelli tendenziali fissati dall'Autorità per l'anno considerato per entrambi gli indicatori (DIL e NILB).
Viene dapprima calcolato il valore economico della penale o del premio (p/p) corrispondente ad 1 minuto di DIL e 0,1 di NILB sull'ambito, applicando le seguenti formule:

- $p/p\ 1\ min.DIL_{ambito} = 1_{\min DIL} \times \left[\left(POT1_{i,j} \times C1_d\right) + \left(POT2_{i,j} \times C2_d\right)\right]$
- $p/p\ 0{,}1\ int.NILB_{ambito} = 0{,}1_{int\ NILB} \times \left[\left(POT1_{i,j} \times C1_n\right) + \left(POT2_{i,j} \times C2_n\right)\right]$

I coefficienti $C1_x$ e $C2_x$ vengono scelti a seconda se l'ambito in esame sia ricaduto, nell'anno, nella fascia di premio o di penale per come indicato nella Tabella 2 e nella Tabella 3.
Applicando tali valori ai clienti BT dell'ambito si ottengono i coefficienti K1 e K2:

$$K1 = \frac{p/p\ 1\ min.DIL_{ambito}}{num.clienti\ BT_{ambito}}$$

$$K2 = \frac{p/p\ 0{,}1\ int.NILB_{ambito}}{num.clienti\ BT_{ambito}}$$

Questi coefficienti vengono calcolati annualmente a partire dai premi/penali previsti per l'anno dalla delibera vigente (566/2019) e rappresentano, come già detto:

- Per la durata, il valore in € di un minuto di interruzione per ogni cliente BT interrotto dell'ambito;
- Per il numero, il valore in € relativo a 0,1 interruzioni per ogni cliente BT interrotto dell'ambito.

Gli indici di qualità per la singola linea sono quindi:

$$RS_{DIL} = K1 \times DIL_{linea}$$
$$RS_{NILB} = K2 \times NILB_{linea}$$

Le possibili fasce sono di seguito riportate:

Tabella 5 - Fasce dei range per il sotto KPI indice RS.

sKPI	*range fascia*
0	0 k€<RS DIL< 2 k€
1	2 k€< RS DIL< 5 k€
2	5 k€< RS DIL< 10 k€
3	10 k€< RS DIL< 20 k€
4	20 k€< RS DIL< 50 k€
5	RS DIL>50 k€

sKPI	*range fascia*
0	0 k€<RS NILB< 2 k€
1	2 k€< RS NILB< 5 k€
2	5 k€< RS NILB< 10 k€
3	10 k€< RS NILB< 20 k€
4	20 k€< RS NILB< 50 k€
5	RS NILB>50 k€

3.1.2 KPI Carico

L'indice di carico viene valutato in base ai risultati dei calcoli di load flow sulle linee. Grazie all'introduzione, da parte di E-Distribuzione, dei nuovi contatori elettronici di seconda generazione, capaci di restituire i valori di potenza scambiata da ogni cliente con la rete ogni quindici minuti, è possibile svolgere dei calcoli di load flow ogni quarto d'ora già sulla rete BT. I risultati dei calcoli elettrici BT forniranno poi i dati di input per il calcolo dei load flow al quarto d'ora sulla rete MT.
Ne risultano dei calcoli di carico molto precisi e dettagliati, data la possibilità di avere per ogni intervallo temporale lo sfruttamento in corrente dei conduttori di ogni ramo della linea e il valore della tensione su tutti i nodi.

A livello di singola linea, che sia MT o BT, è quindi possibile calcolare per ognuno dei quarti d'ora di un generico periodo di analisi (per es. un anno) due sotto-KPI, uno per lo sfruttamento in corrente dei rami (sKPI Rami) e l'altro per la variazione di tensione ai nodi (sKPI Nodi).

Il calcolo del KPI di carico viene effettuato in base a quante volte, nei quarti d'ora dell'anno, i livelli di sfruttamento dei rami rispetto al limite termico o di variazione di tensione ai nodi hanno superato i valori di soglia fissati rispettivamente al 60% e al 5%, come riportato in Tabella 6. La stessa tabella riporta anche i criteri in base ai quali le varie condizioni sono suddivise in ordine di criticità. Infatti, oltre al livello di superamento delle suddette soglie, sono pesati anche altri fattori importanti nella valutazione della criticità, come il numero di clienti sottesi a elementi critici e il numero di elementi critici rilevati nel quarto d'ora di riferimento.
Per ogni intervallo di tempo verrà considerato, tra i due, il sotto-KPI di valore più elevato, quindi più critico.

Tabella 6 – Contatore eventi di superamento soglie critiche nei vari range di criticità

KPI Carico										
KPI	sKPI		Peso	U.M.	Range 0	Range 1	Range 2	Range 3	Range 4	Range 5
	sKPI Rami	Sfruttamento	0.8	Tarato sul valore di S rispetto al range di sfruttamento	$S < 60\%$	$\begin{pmatrix} 60\% \leq S < 70\% \\ and \\ \begin{pmatrix} CDO < 5\% \\ or \\ CDE < 10\% \end{pmatrix} \end{pmatrix}$	$\begin{pmatrix} 70\% \leq S < 80\% \\ and \\ \begin{pmatrix} CDO < 5\% \\ or \\ CDE < 10\% \end{pmatrix} \end{pmatrix}$ or $\begin{pmatrix} 60\% \leq S < 70\% \\ and \\ \begin{pmatrix} CDO \geq 5\% \\ or \\ CDE \geq 10\% \end{pmatrix} \end{pmatrix}$	$\begin{pmatrix} 80\% \leq S < 85\% \\ and \\ \begin{pmatrix} CDO < 5\% \\ or \\ CDE < 10\% \end{pmatrix} \end{pmatrix}$ or $\begin{pmatrix} 70\% \leq S < 80\% \\ and \\ \begin{pmatrix} CDO \geq 5\% \\ or \\ CDE \geq 10\% \end{pmatrix} \end{pmatrix}$	$\begin{pmatrix} 85\% \leq S < 90\% \\ and \\ \begin{pmatrix} CDO < 5\% \\ or \\ CDE < 10\% \end{pmatrix} \end{pmatrix}$ or $\begin{pmatrix} 80\% \leq S < 85\% \\ and \\ \begin{pmatrix} CDO \geq 5\% \\ or \\ CDE \geq 10\% \end{pmatrix} \end{pmatrix}$	$(S \geq 90\%)$ or $\begin{pmatrix} 85\% \leq S < 90\% \\ and \\ \begin{pmatrix} CDO \geq 5\% \\ or \\ CDE \geq 10\% \end{pmatrix} \end{pmatrix}$
				[Passo 0.1]	0	[1 – 1.9]	[2 – 2.9]	[3 – 3.9]	[4 – 4.9]	5
		Rami Critici	0.2	%		$RDE < 2\%$ or $RDO = 0\%$	$2\% \leq RDE < 5\%$ or $0\% \leq RDO < 2\%$	$5\% \leq RDE < 10\%$ or $2\% \leq RDO < 5\%$	$RDE > 10\%$ or $RDO > 5\%$	Sfruttamento in $Range$ 5
				[Passo 0.1]	0	[1 – 1.9]	[2 – 2.9]	[3 – 3.9]	[4 – 4.9]	5
	sKPI Nodi	Variazione di Tensione	0.7	%	$\lvert\Delta V\rvert < 5$	$5 \leq \lvert\Delta V\rvert < 8$		$8 \leq \lvert\Delta V\rvert < 10$		$\lvert\Delta V\rvert \geq 10$
				n	$n \geq 0$	$n < 5$	$n \geq 5$	$n < 5$	$n \geq 5$	$n > 0$
				[Passo 0.1]	0	[1 – 1.9]	[2 – 2.9]	3 – 3.9	4 – 4.9	5
		Numero di Clienti	0.3	%		$NDE < 2\%$	$2\% \leq NDE < 5\%$ or $NDO < 2\%$	$5\% \leq NDE < 10\%$ or $2\% \leq NDO < 5\%$	$NDE \geq 10\%$ or $NDO \geq 5\%$	Variazione di Tensione in $range$ 5
				[Passo 0.1]	0	[1 – 1.9]	[2 – 2.9]	[3 – 3.9]	[4 – 4.9]	5

Legenda	
S	Sfruttamento vs limite termico conduttore.
CDO	Percentuale di clienti sottesi ad un determinato ramo della dorsale rispetto ai clienti totali della dorsale stessa.
CDE	Percentuale di clienti sottesi ad un determinato ramo di una derivazione rispetto ai clienti totali della derivazione di cui fa parte il ramo.
RDO	Percentuale di rami critici rispetto al totale dei rami della dorsale.
RDE	Percentuale di rami critici rispetto al totale dei rami della derivazione di cui fa parte il ramo.
ΔV	Differenza di Tensione nominale.
n	Numero di nodi con variazione di tensione che ricade in un determinato range di ΔV.
NDO	Percentuale di clienti sottesi ai nodi critici sul totale dei clienti della dorsale.
NDE	Percentuale di clienti sottesi ai nodi critici sul totale dei clienti della derivazione di cui fa parte il ramo.

KPI Carico					
In base al numero di volte, negli ultimi 12 mesi, in cui a causa o di un ramo o di un nodo si è finiti nei range:					
KPI 5	KPI 4	KPI 3	KPI 2	KPI 1	KPI 0
$n.volte \geq 5$ in range 5 $n.volte \geq 10$ in range 4 $n.volte \geq 20$ in range 3 $n.volte \geq 30$ in range 2	$n.volte < 5$ in range 5 $1 \leq n.volte < 10$ in range 4 $10 \leq n.volte < 20$ in range 3 $20 \leq n.volte < 30$ in range 2	$1 \leq n.volte < 10$ in range 3 $10 \leq n.volte < 20$ in range 2 $n.volte \geq 30$ in range 1	$1 \leq n.volte < 10$ in range 2 $10 \leq n.volte < 30$ in range 1	$n.volte \geq 1$ in range 1	altrimenti

Infine, in base al numero di volte in cui il sotto-KPI più critico ha raggiunto i vari livelli di sfruttamento dei diversi range di criticità, il KPI di carico è calcolato come riportato in Tabella 7.

Tabella 7 - KPI di carico della linea MT

KPI	n° eventi superamento soglie critiche
5	>= 5 volte in range 5
	>= 10 volte in range 4
	>= 20 volte in range 3
	>= 30 volte in range 2
4	< 5 volte in range 5
	< 10, >=1 volte in range 4
	<20 , >=10 volte in range 3
	<30, >=20 volte in range 2
3	<10, >=1 volta in range 3
	<20, >=10 volte in range 2
	>= 30 volte in range 1
2	<10, >=1 volta in range 2
	<30, >=10 volte in range 1
1	>= 1 volta in range1
0	altrimenti

L'analisi può essere ricondotta al livello territoriale riportando la percentuale di linee critiche per carico presenti nell'area (quindi linee di KPI > 0), stabilendo quindi i seguenti range:

Tabella 8 - KPI di carico di area territoriale

KPI CARICO MT – AGGREGATO						
KPI CARICO	Range0	Range1	Range2	Range3	Range4	Range5
% linee MT critiche	**=0%**	**>0 ÷ 2%**	**>2 ÷ 4%**	**>4 ÷ 6%**	**>6 ÷ 8%**	**>8%**
KPI	**0**	**1,0-1,9**	**2,0-2,9**	**3,0-3,9**	**4,0-4,9**	**5**

3.1.3 KPI Struttura

Le performance di qualità di una linea MT sono tanto migliori quanto minore è l'impatto di una possibile interruzione sui clienti alimentati. Per tale motivo è opportuno:

1. limitare la lunghezza delle linee per ridurre l'estensione dei componenti che la costituiscono e che sono oggetto di possibili guasti;
2. ridurre il numero di clienti alimentati dalle singole linee;
3. creare vie di alimentazione alternative per le derivazioni di linea non rialimentabili;
4. ridurre le porzioni di linea ed i clienti compresi fra nodi sezionabili.

Per far fronte alle criticità dei punti 1 e 2 vengono stabilite delle soglie standard. Nel caso di superamento di tali soglie è opportuno procedere alla razionalizzazione di tali parametri (lunghezza e numero di clienti) per evitare il degrado delle performance della qualità del servizio delle singole linee e della loro incidenza sull'ambito di appartenenza.
Anche per la criticità al punto 3 vengono stabilite delle soglie standard massime di lunghezza e numero di clienti che costituiscono la derivazione non rialimentabile ed il numero di derivazioni non rialimentabili appartenenti alla stessa linea/ambito. Al superamento di tali soglie aumenta il rischio di degrado delle performance dell'indicatore DIL di linea/ambito.
In ultimo, per la valutazione della criticità riportata al punto 4, si è proceduto come di seguito descritto.
Su ciascuna linea MT sono individuabili delle porzioni di rete MT non ulteriormente sezionabile con organi di manovra fissi, dette "isole". Un esempio di suddivisione in isola di una linea MT è riportato in Figura 2, dove ad ognuna di queste è stato dato un colore diverso.

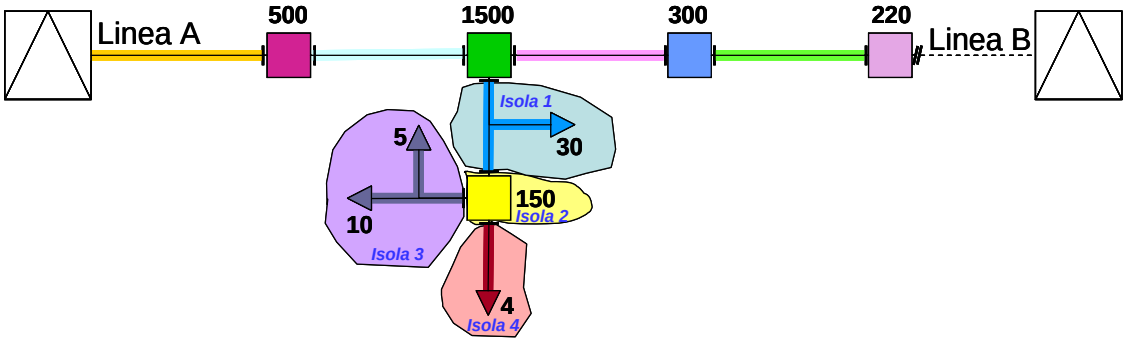

Figura 2 - Suddivisione in isole di una linea MT

Tra le isole, quelle più critiche dal punto di vista della continuità del servizio sono quelle contenute nelle derivazioni non rialimentabili, come quelle numerate da 1 a 4 in Figura 2. Per esse infatti un sezionamento a monte di una di queste provocherebbe la disalimentazione di tutta la clientela a valle senza la possibilità di ricorrere a nessuna via di rialimentazione.
Pertanto, al fine di esprimere tale criticità, è stato definito un indice chiamato Parametro di Criticità Strutturale (PCS):

$$(PCS_{BT})_{isola\ i} = L_{isola\ i} \times Cl_{sottesi\ isola\ i}$$

dove

- $\boldsymbol{L_{isola\ i}}$ è la lunghezza in km dell'isola i;
- $\boldsymbol{Cl_{sottesi\ isola\ i}}$ è il numero di clienti BT, interni o esterni all'isola, che resterebbero disalimentati in caso di sezionamento dell'isola. Nel caso in cui sia possibile la completa rialimentazione, tale parametro è nullo.

Partendo da tale definizione, si può ottenere il PCS di un qualsiasi aggregato (linea, ambito, ecc…) sommando i PCS di tutte le isole afferenti all'aggregato di interesse.
Per tener conto della presenza dei clienti MT è stato anche definito il PCS MT come:

$$(PCS_{MT})_{isola\ i} = L_{isola\ i} \times P_{sottesa\ isola\ i}$$

dove questa volta $P_{sottesa\ isola\ i}$ rappresenta la potenza apparente (kVA) dei clienti MT, interni o esterni all'isola, che resterebbero disalimentati nel caso di sezionamento dell'isola in assenza di una via di alimentazione alternativa.

Per l'aggregabilità di questo parametro valgono le stesse considerazioni del PCS BT.
Per tener conto di tutti gli effetti, l'indice di struttura di linea si basa sulla somma pesata dei parametri introdotti: lunghezza della linea, numero clienti BT/potenza clienti MT serviti e PCS, dando risalto al PCS BT della derivazione più critica. E' possibile quindi stabilire le seguenti fasce riportate in Tabella 9.

Tabella 9 - KPI Struttura linea MT

KPI STRUTTURA		Peso	UM	Range0	Range1	Range2	Range3	Range4	Range5
Consistenza	Lunghezza	0,25	KM	<=5	>5-10	>10-20	>20-30	>30-40	>40
			Valore sKPI	0	1	2	3	4	5
Clienti BT	Numero	0,25	Num	<=500	>500-1000	>1000-1500	>1500-2000	>2000-3000	>3000
			Valore sKPI	0	1	2	3	4	5
PCS (il massimo tra i due valori dei due sotto kpi)	PCS BT	0,25	Num	=0	>0-100	>100-500	>500-1000	>1000-2000	>2000
			Valore sKPI	0	1	2	3	4	5
	PCS MT		Num	=0	>0-200	>200-1000	>1000-3000	>3000-8000	>8000
			Valore sKPI	0	1	2	3	4	5
PCS BT derivazione peggiore	PCS BT derivazione con maggiore PCS	0,25	Num	=0	>0-50	>50-200	>200-500	>500-1000	>1000
			Valore sKPI	0	1	2	3	4	5

Da rimarcare, in ultimo, che tra le linee MT in generale vengono anche evidenziate quelle che alimentano clientela sensibile, come ospedali o particolari poli industriali.
Per riportare il calcolo del KPI agli aggregati di livello superiore rispetto alla linea, è sufficiente fare la media aritmetica dei KPI di tutte le linee MT appartenenti all'aggregato scelto.

3.1.4 KPI Telecontrollo e Automazione

L'indice in oggetto ha l'obiettivo di fare emergere le linee sulle quali è possibile implementare o massimizzare l'impiego di dispositivi per il telecontrollo e l'automazione. Il telecontrollo consente di effettuare manovre da remoto sulle linee MT in maniera tale che a seguito di un guasto sia ridotto al minimo il tempo di interruzione subito dai clienti (DIL).
Le tecniche di automazione consentono di effettuare manovre rapide di selezione del tronco guasto da remoto e nel caso di automazione evoluta (SFS), con controalimentazione delle tratte sane entro un secondo, anche di ridurre il numero delle interruzioni per cliente (NILB).
Alcune tecniche di automazione consentono anche di ridurre i disturbi provocati dalle manovre di chiusura su guasto polifase agli utenti alimentati dalla stessa semisbarra cui è attestata la linea sede di guasto (buchi di tensione).
Per ogni linea MT vengono preliminarmente individuati un certo numero di nodi (cabine secondarie/sezionatori su palo) su cui installare gli organi di manovra utili a effettuate le prime manovre di selezione automatiche e/o in telecontrollo (manovre di dicotomia) in caso di guasto permanente.
Per meglio comprendere la creazione di questo indice è necessario introdurre alcune definizioni:

- Isola di telecontrollo: porzione di rete tra due nodi telecontrollati. E' opportuno garantire un certo grado di telecontrollo della rete per mantenere basso il numero di clienti BT di un'isola di telecontrollo. Questo al fine di aumentare la possibilità, in caso di guasto, di isolare da remoto le tratte guaste da quelle sane, minimizzando l'impatto dell'interruzione sui clienti delle tratte sane;
- Passo di telecontrollo: numero medio di clienti BT compresi tra due dispositivi telecomandati. Va mantenuto basso per le stesse considerazioni di cui al punto precedente;
- Tipi di automazione, in ordine di efficacia:

    a. FRG: Funzione Ricerca Guasto, rilevamento automatico dei guasti e funzione di ripristino del servizio, utilizzando i rilevatori di assenza di tensione e di guasto;
    b. FNC: Funzione Neutro Compensato, rilevamento automatico dei guasti e funzione di ripristino nelle reti a neutro compensato tramite bobina di Petersen. Questa configurazione consente, in casi di guasto fase-terra, il ripristino dell'alimentazione con richiusure temporizzate in cabina secondaria, mantenendo chiuso l'interruttore di linea MT;
    c. FSL: Smart Fault Selection senza rialimentazione automatica delle tratte sane;
    d. SFS: Smart Fault Selection con rialimentazione automatica delle tratte sane;

- Interruttore di Cabina Secondaria (ICS): apparecchiatura motorizzata in grado di interrompere e ristabilire le correnti di guasto in coordinamento selettivo con l'interruttore di linea installato in cabina primaria, in sistemi sia a neutro isolato che a neutro compensato.

I cinque sotto KPI di linea sono quindi:

- percentuale di nodi telecontrollati sul totale nodi telecontrollabili;
- numero di clienti BT presenti nell'isola di telecontrollo con più clienti;
- estensione di rete rispetto alle isole di telecontrollo;
- passo di telecontrollo;
- tipologia di automazione della linea, differenziando i casi in cui sia o non sia presente almeno un nodo con ICS configurato per l'automazione.

Tabella 10 - KPI Telecontrollo e Automazione di linea MT

KPI Telecontrollo e Automazione- LINEA MT								
Sotto KPI	**Peso**	**UM**	Range0	Range1	Range2	Range3	Range4	Range5
% Numero nodi TLC/Numero nodi telecontrollabili	0,2	%	>=50%	>=40% : <50%	>=30% : <40%	>=20% : <30%	>=10% : <20%	<10%
		Valore sKPI	0	1-1,9	2-2,9	3-3,9	4-4,9	5
Isola di telecontrollo con massimo numero di clienti BT	0,2	N° cl BT isola	0-200	>200-400	>400-600	>600-800	>800-1000	>=1000
		Valore sKPI	0	1-1,9	2-2,9	3-3,9	4-4,9	5
km linea MT/Num isole TLC	0,2	N°	0-1	>1-1,5	>1,5-2	>2-2,5	>2,5-3,5	>3,5
		Valore sKPI	0	1-1,9	2-2,9	3-3,9	4-4,9	5
Passo di telecontrollo	0,2	N°	0-50	>50-100	>100-150	>150-200	>200-250	>250
		Valore sKPI	0	1-1,9	2-2,9	3-3,9	4-4,9	5
Tipo di automazione	0,2	Tipo automazione	FNC con ICS	FNC	FRG con ICS	FRG	Solo TC con ICS	Solo TC
		ICS lungo linea	N_nodi_ics_aut >0	N_nodi_ics_aut =0	N_nodi_ics_aut >0	N_nodi_ics_aut =0	N_nodi_ics_aut >0	N_nodi_ics_aut =0
		Valore sKPI	0	1-1,9	2-2,9	3-3,9	4-4,9	5

Anche in questo caso per ricavare il KPI degli aggregati superiori alla linea è sufficiente fare la media aritmetica dei KPI di tutte le linee appartenenti all'area di interesse.

3.1.5 KPI Resilienza

L'approccio per affrontare valutazioni sulla resilienza, in linea con quanto previsto nel TIQE, si basa su:

- calcolo della probabilità (P) di cedimento delle linee MT in una certa area (Regione, Ambito o Comune) causato dal verificarsi di un evento meteo estremo;
- calcolo del danno (D) provocato dall'evento con probabilità P sulla fornitura elettrica, prendendo in considerazione il numero di clienti BT che resterebbero disalimentati anche a fronte di tutte le possibili alimentazioni di soccorso disponibili poiché immuni alla sollecitazione, e di tutte le possibili manovre in telecomando per ripristinare il servizio.

Il prodotto del danno per la probabilità permette di ricavare l'indice di rischio (IR) di disalimentazione di una certa area che va rapportato alla specifica tipologia di evento considerato

$$IR = P \times D$$

È stato definito **tempo di ritorno** il lasso di tempo entro il quale un determinato fenomeno meteo estremo che porta alla rottura dei conduttori, e quindi alla disalimentazione dei clienti, può riproporsi. La probabilità di disalimentazione dei nodi MT viene espressa come l'inverso del tempo di ritorno dell'evento che porterebbe al cedimento di determinate tipologie di conduttori che costituiscono la rete di quella specifica area geografica di interesse.
I KPI della resilienza sono calcolati in base all'indice di rischio delle cabine secondarie. Ad ogni cabina secondaria (CS) è quindi possibile associare un tempo di ritorno $T_{R\,CS}$ sulla base dei tempi di ritorno associati ai rami di tutti i possibili percorsi di alimentazione. Il danno è invece calcolato sul numero di utenti BT sottesi alla CS stessa che resterebbero disalimentati in caso di fuori servizio (NUD_{CS}, Numero di Utenti Disalimentati).

L'indice di rischio di CS è pertanto calcolato con la formula:

$$IR_{CS} = \frac{1}{T_{R\,CS}} \times NUD_{CS}$$

Per stabilire le fasce è stato attribuito al primo livello la soglia di basso rischio, corrispondente ad una condizione nella quale si ipotizza che tutte le CS con 300 clienti BT ciascuna siano disalimentate una volta ogni 50 anni. A partire da tale condizione è possibile stabilire le fasce indicate in Tabella 11.

Tabella 11 - KPI resilienza linea MT

KPI RESILIENZA MT LINEA

KPI	UM	Range0	Range1	Range2	Range3	Range4	Range5
IR di almeno una CS della linea	Num	0	>0 and <=6	>6 and <35	>=35	>=35	>=35
% clienti sottesi a CS "critiche"/clienti totali	%		0-100	0-100	0-25	25-50	>50
Valore KPI		**0**	**1,0-1,9**	**2,0-2,9**	**3,0-3,9**	**4,0-4,9**	**5**

Il KPI dell'aggregato viene calcolato in base alla percentuale del numero di linee con KPI ≥ 3 rispetto al numero di linee totali dell'aggregato, stabilendo le fasce indicate in Tabella 12.

Tabella 12 - KPI aggregato MT resilienza

KPI RESILIENZA MT							
Aggregato	**UM**	Range0	Range1	Range2	Range3	Range4	Range5
AREA	**%**	=0%	>0% ÷ 1,45%	1,46% ÷ 4,38%	4,39% ÷ 8,77%	8,78% ÷ 13,15%	>= 13,16%
	Valore KPI	**0**	**1-1,9**	**2-2,9**	**3-3,9**	**4-4,9**	**5,0**

3.1.6 KPI Componentistica

Il calcolo del KPI di componentistica ha lo scopo di mettere in risalto le linee costituite da componenti che si sono dimostrate negli anni più soggetti al guasto. Tali componenti sono quindi potenzialmente dei punti deboli della rete e in base alla loro presenza nelle linee vengono definiti i seguenti sotto KPI:

- Presenza (km) di tronchi in conduttore nudo di rame di sezione <= 25 mmq;
- Percentuale tronchi isolati con isolatori normali (non antisale) sulla consistenza totale del conduttore nudo;
- Percentuale tronchi isolati con isolatori rigidi sulla consistenza totale del conduttore nudo;
- Numero di passaggi da conduttore nudo a cavo aereo o interrato sulla consistenza totale della linea;
- Numero di giunti presenti lungo tutta la linea in cavo interrato rispetto alla consistenza totale del cavo interrato, considerando che i giunti presenti sono determinati sia da esigenze di tipo fisiologico (connessione di tratte di cavo in fase realizzativa o per la connessione di tratte di diversa sezione) che da esigenze conseguenti alla riparazione di un guasto.

Tabella 13 - KPI componentistica linea MT

KPI Comonentistica per linea	Peso	UM	Range0	Range1	Range2	Range3	Range4	Range5
Consistenza conduttore Nudo <= CU 25 mmq	0,2	KM	<=0,5	>0,5-2	>2-5	>5-10	>10-15	>15
		Valore sKPI	0	1-1,9	2-2,9	3-3,9	4-4,9	5
% Tronchi con isolatori isol. Normali (no Antisale) sulla cons.cond. nudo	0,1	%	0	>0-20	>20-40	>40-60	>60-80	>80
		Valore sKPI	0	1-1,9	2-2,9	3-3,9	4-4,9	5
% Tronchi con isolatori rigidi su totale consistenza conduttore nudo	0,1	%	0	>0-20	>20-40	>40-60	>60-80	>80
		Valore sKPI	0	1-1,9	2-2,9	3-3,9	4-4,9	5
Numeri Passaggio conduttore nudo-cavo / su consistenza totale linea	0,25	numero/km	0	>0-0,25	>0,25-0,5	>0,5-1	>1-2	>2
		Valore sKPI	0	1-1,9	2-2,9	3-3,9	4-4,9	5
Numero di giunti /Consistenza cavo interrato	0,35	numero/km	<=3	>3-3,5	>3,5-4	>4-5	>4-8	>8
		Valore sKPI	0	1-1,9	2-2,9	3-3,9	4-4,9	5

Il KPI dei livelli aggregati sarà il risultato della media aritmetica dei KPI delle linee sottese.

3.2 Indici

L'obiettivo della pianificazione è quello di garantire, tramite la predisposizione di piani di investimento, uno sviluppo sostenibile della rete di distribuzione, con particolare riferimento all'affidabilità, robustezza e resilienza del sistema elettrico.
Pertanto, la scelta degli interventi è determinata in base alle seguenti valutazioni condotte sullo scenario attuale e sui possibili scenari futuri riguardanti la porzione di rete interessata:

- rapporto costi/benefici;
- impatti sul territorio;
- possibilità di risoluzione congiunta di più criticità.

Il grado di raggiungimento degli obiettivi di performance prefissati in un sistema elettrico può essere misurato mediante indici calcolati per valutare il miglioramento delle prestazioni di rete in seguito alla realizzazione di uno o più interventi pianificati. Nel sistema di distribuzione le performance di rete sono rappresentate in modo sintetico dai KPI di analisi della rete trattati nella sezione precedente. A tal fine ricordiamo che i KPI di analisi rete sono essi stessi degli indici che esprimono, per ognuna delle aree tematiche di analisi, il grado di criticità associato ad una porzione di rete.
Per ogni intervento da realizzare/realizzato è dunque conveniente esprimere il grado di raggiungimento degli obiettivi di pianificazione tramite degli indici che descrivano la variazione attesa/registrata del grado di criticità

della porzione di rete oggetto dell'intervento, corrispondenti alla variazione relativa del valore dei KPI che si intende migliorare.

Per quanto detto, un generico indice I_i può essere espresso come segue:

$$I_i = \frac{KPI_{i,pre} - KPI_{i,post}}{KPI_{i,pre}}$$

dove il pedice i fa riferimento alla generica area tematica dell'analisi rete (Qualità, Resilienza, Carico, Componentistica, Telecontrollo e Automazione, Struttura), mentre $KPI_{i,pre}$ e $KPI_{i,post}$ sono rispettivamente il valore del KPI precedente e successivo all'intervento. Si fa notare come, di norma, un intervento di pianificazione influisca su più KPI contribuendo al miglioramento delle performance di rete da più punti di vista. Questo avviene in parte per l'intimo legame che esiste tra le varie aree tematiche della pianificazione (per es. un intervento di miglioramento sulla componentistica avrà sicuramente impatti positivi anche sulla qualità del servizio per la rete oggetto di intervento) e in parte anche grazie all'accortezza del pianificatore nella scelta dell'intervento a migliore rapporto costi/benefici.

Tra i KPI di analisi ce ne sono alcuni il cui valore dipende in maniera esclusiva dalla configurazione della rete e altri che invece presentano una forte dipendenza da fattori esogeni i cui impatti possono difficilmente essere predetti. In fase di valutazione del nuovo valore del KPI, successivo all'intervento, per calcolare i primi è sufficiente utilizzare l'approccio descritto in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** alla nuova configurazione di rete, mentre per i secondi è necessario distinguere la valutazione del $KPI_{i,post}$ in base al momento in cui questo viene calcolato. Rispetto alla pianificazione/realizzazione di un generico intervento si possono stabilire due fasi:

- la fase di selezione dell'intervento, o fase uno, in cui il calcolo del $KPI_{i,post}$, dal quale dipende la valutazione del beneficio, è utile per la scelta dell'intervento a migliore rapporto costi/benefici. In questa fase il calcolo del KPI non può essere affrontato come in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**;
- la fase di monitoraggio dei benefici post-intervento, o fase due, in cui il $KPI_{i,post}$ può venire calcolato in base all'andamento delle performance di rete registrate dal periodo successivo alla realizzazione dell'intervento, quindi utilizzando i criteri esposti in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**.

Di seguito vengono approfonditi i criteri per il calcolo del $KPI_{i,post}$ in fase uno per ognuna delle aree tematiche della pianificazione.

Il **KPI Qualità del Servizio** si basa essenzialmente sull'andamento degli indicatori di continuità del servizio DIL e NILB. In fase uno, in assenza di mezzi per poter predire con precisione l'andamento di questi indicatori, qualsiasi tentativo di stima dell'andamento di DIL e NILB per il calcolo del $KPI_{i,post}$ potrebbe risultare non solo inefficace ma anche controproducente. È possibile allora stimare il miglioramento relativo del KPI di qualità a partire dal miglioramento relativo dei KPI di struttura, componentistica e telecontrollo e automazione, essendo questi ultimi

intimamente legati all'andamento della qualità. Difatti, per operare miglioramenti sulle performance di qualità è necessario realizzare interventi che mirano al miglioramento di questi tre KPI.

Il miglioramento dei due sotto-KPI Qualità può essere espresso come riportato di seguito:

$$\Delta KPI_{NILB} = \left(\frac{Y_{s,\,NILB} * \Delta KPI_{Str.}}{KPI_{Str.\ pre}} + \frac{Y_{A,NILB} * \Delta KPI_{Aut.}}{KPI_{Aut.\ pre}} + \frac{0{,}7 * \Delta KPI_{Comp.}}{KPI_{Comp.\ pre}} \right) \times KPI_{QS\ NILB\ pre}$$

$$\Delta KPI_{DIL} = \left(\frac{Y_{s,\,DIL} * \Delta KPI_{Str.}}{KPI_{Str.\ pre}} + \frac{Y_{A,DIL} * \Delta KPI_{Aut.}}{KPI_{Aut.\ pre}} + \frac{\Delta KPI_{TLC}}{KPI_{TLC}} + \frac{0{,}3 * \Delta KPI_{Comp.}}{KPI_{Comp.\ pre}} \right) \times KPI_{QS\ DIL\ pre}$$

Si fa notare che ai miglioramenti relativi dei KPI di struttura, componentistica, telecontrollo e automazione è stato associato un fattore di peso Y_x per proiettare il beneficio in maniera commisurata, a seconda del tipo di intervento realizzato, sul sotto-KPI DIL o sul sotto-KPI NILB. Si ha pertanto che:

- Nel caso di interventi migliorativi del KPI Struttura il fattore Y_s assume i valori:

  $Y_{s,\,NILB} = 0.7$, $Y_{s,\,DIL} = 0.3$ per ogni intervento che miri a ridurre il sotto-KPI lunghezza della linea;
  $Y_{s,\,NILB} = 0.7$, $Y_{s,\,DIL} = 0.3$ per ogni intervento che miri a ridurre il sotto-KPI del numero di clienti BT alimentati dalla linea;
  $Y_{s,\,NILB} = 0$, $Y_{s,\,DIL} = 1$ per ogni intervento che riduca il sotto-KPI del PCS di linea;
  $Y_{s,\,NILB} = 0$, $Y_{s,\,DIL} = 1$ per ogni intervento che riduca il sotto-KPI del PCS BT della derivazione non rialimentabile con maggiore PCS BT.

- Nel caso di interventi migliorativi del KPI Telecontrollo e Automazione:

  $Y_{A,NILB} = 0.5$, $Y_{A,DIL} = 0.5$ nel caso di implementazione di automazione FRG o FNC;
  $Y_{A,NILB} = 0.8$, $Y_{A,DIL} = 0.2$ nel caso di implementazione di FSL o SFS.
  Incrementare il grado di telecontrollo apporta benefici esclusivamente al sotto-KPI DIL, poiché le tecniche diselezione del tronco guasto in telecomando entrano in gioco una volta terminata l'azione dei dispositivi di protezione automatici delle linee, riducendo l'impatto solo sulla durata delle interruzioni lunghe (maggiori di tre minuti) sui clienti sottesi alle tratte di rete sane.

- Nel caso di interventi di miglioramento del KPI di componentistica il beneficio si ripartisce per il 70% sul NILB e per il 30% sul DIL.

Si ribadisce l'intento di individuare un approccio che possa essere del tutto generale e adattabile in base alle specifiche peculiarità di un sistema di distribuzione nella stima dei benefici sulla Qualità del Servizio. In questo senso anche il valore dei fattori di peso appena descritti, di cui si riporta una valorizzazione stimata in base all'esperienza maturata negli ultimi anni, può essere rimodulato/riadattato qualora un generico distributore

riscontrasse un tipo diverso di correlazione tra i fenomeni, le tecnologie e le configurazioni di rete che stanno alla base dei criteri individuati.
Il beneficio finale sulla qualità sarà calcolato come la sommatoria dei benefici legati ai singoli interventi pianificati per il miglioramento del KPI QS, ciascuno dei quali si può esprimere come di seguito riportato:

$$\Delta KPI_{QS} = 0{,}3 * \Delta KPI_{DIL} + 0{,}7 * \Delta KPI_{NILB}$$

Il miglioramento è attribuito con maggior peso agli interventi mirati alla riduzione del NILB poiché ridurre il numero delle interruzioni vuol dire indirettamente ridurre anche la durata delle stesse, quindi il DIL.

Il **KPI Carico** si ricava dall'analisi dei loadflow calcolati sulle linee in un periodo di analisi significativo, i quali tengono conto dei profili di scambio energetico registrati ai nodi e delle misure dei contatori BT.
Nel caso del carico è opportuno condurre delle valutazioni sia nello scenario di fabbisogno energetico attuale di un data area, sia in uno scenario che consideri una potenziale evoluzione dello stesso.
L'algoritmo di calcolo del KPI in questo caso è lo stesso sia per la fase uno che per la fase due.

Il **KPI Struttura** evidenzia criticità riconducibili a linee con elevato numero di clienti, elevata estensione e/o presenza di derivazioni non rialimentabili; per esse una eventuale interruzione impatterebbe su un elevato numero di clienti. Questo KPI si fonda quindi sulla configurazione strutturale della rete, la cui modifica è oggetto stesso dell'intervento di pianificazione. Pertanto, il KPI_{post} è facilmente ricavabile a seguito della pianificazione del nuovo intervento.

Il **KPI Telecontrollo e Automazione** mira ad evidenziare le linee per le quali è ancora possibile migliorare/ottimizzare l'impiego di dispositivi e tecniche per il telecontrollo e l'automazione. In questo caso il miglioramento del KPI è ricavabile direttamente dal miglioramento del grado di TLC e Automazione conseguente all'intervento pianificato.

Il **KPI Resilienza** è invece basato sul calcolo della probabilità del verificarsi di un evento meteo estremo e sul potenziale danno subito dai clienti a causa di quell'evento, esplicitato dal numero di utenti che resterebbero disalimentati. Gli interventi di pianificazione in questo caso mirano da un lato a diminuire la probabilità che l'evento meteo estremo causi la rottura dei conduttori alimentanti una CS (per es. sostituendo i conduttori presenti con altri più resistenti al fenomeno), e dall'altro a ridurre il numero di utenti che rimarrebbero senza alimentazione nel caso in cui l'evento si verificasse (per es. creando delle vie di alimentazione alternative). Per la resilienza quindi è sempre possibile ricalcolare il valore del KPI utilizzando l'approccio descritto in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**, indipendentemente dalla fase in cui viene calcolato, avendo cura di aggiornare i parametri che costituiscono l'indice di rischio IR di ogni cabina secondaria (tempo di ritorno e numero di utenti disalimentati).

Il **KPI Componentistica** ha lo scopo di far rilevare le criticità su linee con presenza di componenti o elementi che si sono rivelati negli anni maggiormente soggetti a guasto. Il KPI post-intervento è facilmente determinabile applicando i criteri di calcolo del KPI alla nuova configurazione della linea. Si evidenzia che tali criteri vanno aggiornati con frequenza annuale tenendo conto del tasso di guastabilità associabile ad ogni componente.

4. MODELLO GESTIONALE DI RIFERIMENTO PER LE COMUNITÀ ENERGETICHE CON ACCUMULO DISTRIBUITO

4.1 Analisi dei contributi in termini di esercizio della rete di distribuzione

Una comunità energetica, il cui funzionamento si basa fondamentalmente sullo sfruttamento di accumulo distribuito combinato con una forte generazione distribuita al fine di massimizzare l'autoconsumo e controllare l'energia elettrica immessa in rete durante le ore diurne, può essere gestita per l'erogazione sia di servizi locali (peak shaving, peak shifting..) sia di servizi globali (regolazione di frequenza – apporto poco significativo se l'accumulo operasse da singolo). La gestione diventa ancora più efficace in presenza di demand response.
Da questo punto di vista diventa fondamentale indagare quale possa essere il contributo della gestione aggregata di sistemi di accumulo distribuito. Dalla letteratura, come riportato nel report dell'attività AR 1.7, si rilevano i seguenti contributi:

- mitigazione del taglio della produzione di energia elettrica da fonte eolica;
- riduzione delle congestioni della rete elettrica di trasmissione;
- riduzione delle congestioni che possono verificarsi nella rete di distribuzione a causa dell'elevata produzione di energia da fonti rinnovabili;
- aumento della flessibilità di sistema per fronteggiare l'incertezza della generazione da fonte rinnovabile non programmabile e l'eventuale fuori servizio delle apparecchiature;
- controllo della tensione;
- riduzione delle perdite di rete;
- minimizzazione dei costi di investimento e di esercizio e gestione della congestione;
- regolazione della frequenza.

Naturalmente, i benefici sulla rete di distribuzione conseguibili dall'impiego combinato di sistemi di accumulo distribuito e demand response in una comunità energetica, dipenderanno dal modello di gestione che verrà adottato e quindi dai meccanismi di incentivazione per l'attivazione di opportuni e specifici servizi di sistema, essendo già stato dimostrato in letteratura che i sistemi di accumulo distribuiti sono un valido strumento di ausilio alla sicurezza, alla affidabilità ed alla flessibilità delle reti elettriche in generale.

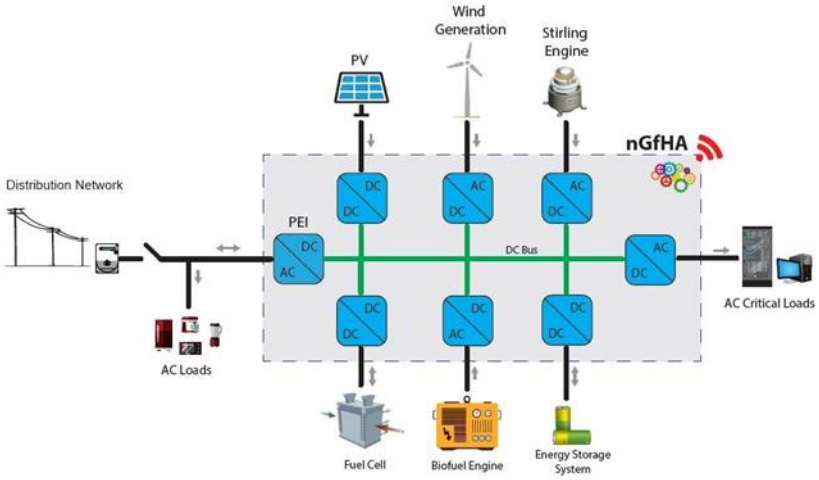

Figura 3 Nanogrid

4.2 Servizi erogati alla rete di distribuzione secondo il modello ComESto

Il modello di gestione del mercato proposto in A5.4 si ispira ad alcune esperienze in ambito internazionale che hanno mostrato buoni risultati almeno dal punto di vista metodologico e integra delle caratteristiche migliorative alla luce delle recenti evoluzioni normative in ambito energia elettrica condivisa e servizi ancillari da parte delle risorse diffuse.

Considerato che nel prossimo futuro lo scenario energetico vedrà una massiccia presenza di fonti rinnovabili non programmabili allacciate alla rete di distribuzione, si è considerato uno scenario con un'alta probabilità di congestioni di rete ma con un'alta presenza di risorse flessibili che devono essere opportunamente coordinate per sfruttarne le potenzialità.

Si è per tale motivo, definito un modello di coordinamento che vede un forte scambio di informazioni tra gestori di rete a tutti i livelli, operatori del mercato regolamentati e non, tra cui gli aggregatori e le risorse, molto più frequente rispetto al tradizionale modo di interagire con il sistema elettrico.

Per garantire il massimo sfruttamento delle risorse flessibili secondo un approccio di tipo 'bottom up' è necessario regolare i bisogni di tipo locale andando via via a soddisfare le richieste maggiori tramite il supporto dell'aggregato di risorse. Questo tipo di logica non può tralasciare le esigenze di sicurezza del sistema che tendenzialmente hanno la priorità su tutto, pertanto di norma vi è una priorità di sfruttamento della flessibilità sulla rete di distribuzione eccetto nei casi di mantenimento della sicurezza sulla RTN.

Innanzitutto il mercato vede la presenza di una prima fase basata su una contrattazione nel mercato di tipo locale che di norma ha priorità ma principalmente per servizi di tipo 'non frequency'. Nella prima sessione dell' ASM locale il gestore selezionerà le offerte di flessibilità per soddisfare le richieste di regolazione del DSO secondo criteri di merito economico. La presentazione di offerte sotto forma di capacity permette di costruire margini di regolazione affidabili su cui contare e pertanto consente di evitare/posticipare interventi di adeguamento strutturale.

Il DSO in questo tipo di modello ha il ruolo di validatore ex-ante per eventuali richieste di servizio del TSO che può approvvigionarsi tramite un ASM Globale.

Tenuto conto dell'esercizio radiale della rete di distribuzione, i PDD del mercato dei servizi ancillari ASM (nel caso italiano corrisponde al MSD) sono identificati esclusivamente nei nodi MT (Cabine Secondarie). Rispetto a tali

PDD il DSO si approvvigionerà di servizi ancillari presso gli aggregatori sottesi ai PDD stessi in base alle specifiche esigenze:

1. Controllo profili di tensione sbarra MT delle cabine secondarie;
2. Controllo profili di tensione sbarra BT delle cabine secondarie;
3. Controllo sfruttamento in corrente delle linee MT e BT.

Le unità che decidono di offrire flessibilità in forma aggregata saranno le nanogrid, quindi sistemi elettrici ibridi di potenza non superiore ai 5 kW che possono attivarsi attraverso le proprie unità di produzione, eventuali sistemi di accumulo e specifici programmi di Demand Response. L'aggregatore, il soggetto giuridico che opera per conto degli utenti sottesi a tali PDD aggregati in forma di comunità energetica e che ne facilità il coordinamento, potrà presentare offerte sul mercato dei servizi ancillari in riferimento ai singoli PDD definiti al punto precedente, e quindi considerando le sole unità sottese al PDD di riferimento. Un solo aggregatore può avere sotto il suo controllo diverse gruppi di utenti (aggregazioni) afferenti a PDD diversi. Allo stesso modo sotto uno stesso PDD possono essere presenti diversi gruppi di utenti gestiti da aggregatori diversi anche se ciò non ha vantaggi dal punto di vista gestionale, ma in questo caso un criterio di accettazione sarà quello della valutazione tecnico-economico. In ogni caso, l'aggregatore/i attiva/no le risorse collocate in posizione utile alla sezione di rete per la quale viene richiesta la fornitura del servizio. Questa definizione, che risulta conforme all'attuale Delibera 318/2020/R/eel ARERA che mostra la caratteristica di prossimità delle comunità energetiche e delega gli aggregatori come entità di riferimento per la fornitura dei servizi locali.
Le tipologie di servizio previste sono di 5 tipologie:

Tabella 14 Proposta servizi su rete di distribuzione.

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

Sia per la Gestione delle Congestioni che per la Regolazione di Tensione è prevista la contrattazione di una Capacity (su base pluriannuale il DSO si approvvigiona, tramite l'aggregatore, della disponibilità di un aggregato di mantenere attivo un margine di potenza regolante) e un servizio di attivazione della relativa Capacity.
Un quinto servizio prevede, in caso di emergenza, la possibilità di agire direttamente da parte del DSO sul programma di immissione/prelievo di una singola risorsa, senza passare dall'aggregatore
Considerata l'esclusione dei servizi di regolazione della frequenza nel mercato dei servizi locale, non si ha la necessità di approvvigionarsi ex-ante di riserve per la regolazione. Pertanto, verrà implementata una tipologia di mercato simile al Mercato di Bilanciamento del MSD di Terna: 6 sessioni giornaliere (ogni 4 ore) in cui, a valle della definizione dei profili di immissione/prelievo risultanti dal mercato dell'energia (programmi di immissione/prelievo), il DSO richiederà l'attuazione dei prodotti precedentemente approvvigionati secondo Capacity. Nel caso in cui ad un PDD siano sottesi più aggregati, le offerte verranno selezionate secondo un meccanismo di asta al ribasso. Nel caso in cui sia presente un solo aggregato, si prevede che il prezzo di acquisto dei servizi sarà regolato da un cap massimo.
In questo modello di mercato che definiremo Mercato dei servizi Locali e Globali (MSGL) i ruoli dei vari gestori di rete e operatori di mercato sono ben definiti:

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

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

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

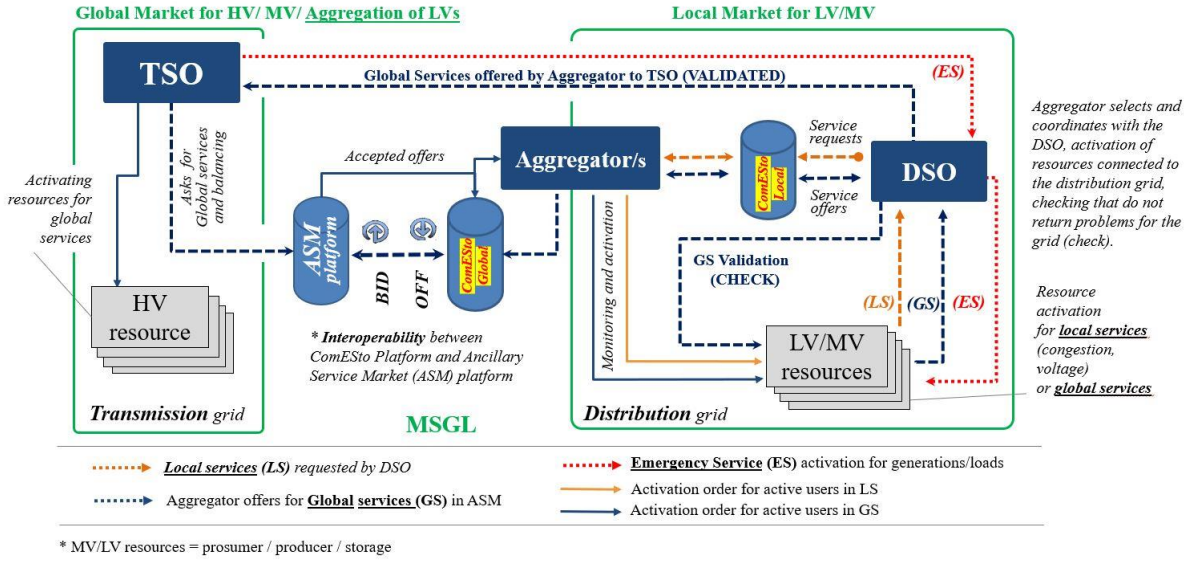

Figura 4 Modello di mercato e coordinamento TSO-DSO

Nel processo di presentazione delle offerte su MSGL è importante osservare che l'Aggregatore sottopone le offerte di servizi globali al DSO, il quale effettua un processo di prequalifica e validazione delle movimentazioni proposte per assicurarsi che queste non causino danni sulle reti di distribuzione.
Se la validazione è positiva, l'offerta viene comunicata al TSO che può accettarla. In questo caso al momento dell'accettazione dell'offerta da parte del TSO, questa viene presa in carico dall'Aggregatore che si occupa di ripartire le movimentazioni sulle risorse controllate coerentemente con quanto validato dal DSO.
Di seguito si mostra una rappresentazione che mostra i PDD e le risorse connesse sulle sbarre MT e BT delle cabine secondarie per le quali si devono valutare i KPI definiti.

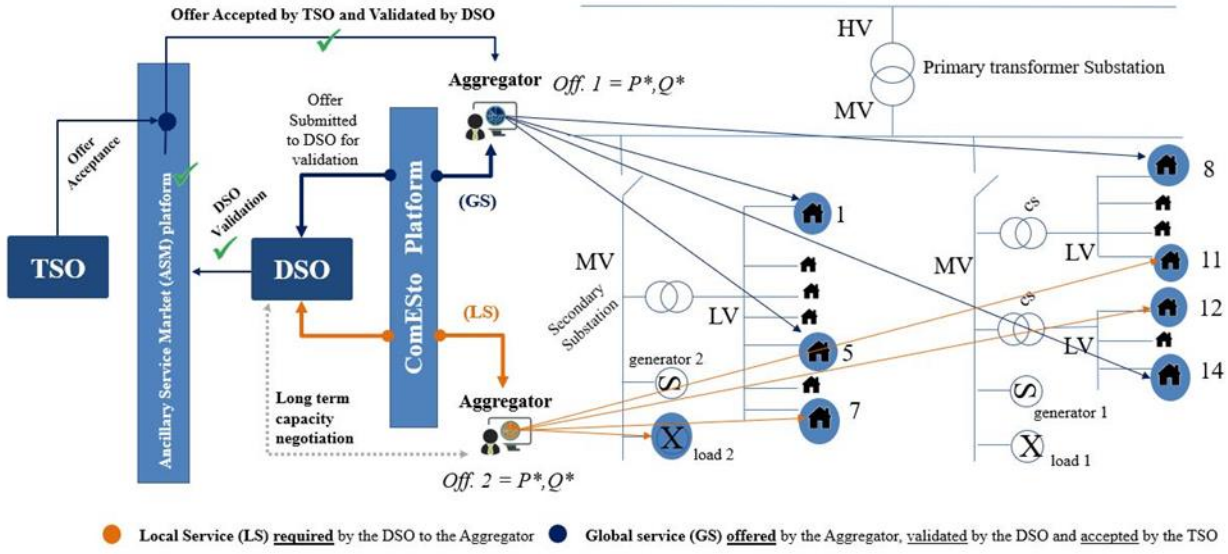

Figura 5 Funzionamento MSGL e interazione con piattaforma ComESto.

4.3 Introduzione alle Comunità Energetiche e Rete di test

Questo paragrafo ha lo scopo di creare un legame tra i vari studi messi a punto dai partner del progetto ComESto (Attività cross OR5/6), in particolare verrà descritto come sono stati coordinati gli studi condotti da Unical e DHITECH al fine di poter testare e migliorare la rete di test fornita da E-distribuzione e successivamente adeguata allo scopo del progetto di comunità energetiche da Unical che ha inserito generatori fotovoltaici distribuiti e accumulatori.

In linea con i futuri sviluppi delle reti verso una generazione distribuita e l'incremento degli storage elettrici che consentiranno a tutti gli utenti di dare un fattivo supporto alla rete, si sono trasformati in modo mirato i semplici utenti consumatori in Prosumers. Successivamente in ottica evolutiva si sono dotati questi utenti prosumers di sistemi di accumulo centralizzati o distribuiti al fine di verificare gli effetti sulla rete in esame.
Tutta questa fase di trasformazione attiva della rete, e di studio della miglior applicazione del meccanismo di carica e scarica dei sistemi di accumulo, è stato eseguito in sinergia tra Unical e DHITECH, in particolare

- DHITECH ha lanciato i load flow sulla rete di test modellizzata sulla base delle indicazioni di E-distribuzione.
- DHITECH ha fornito le prestazioni della rete a Unical ed è stato stabilito il momento più critico per la rete elettrica, identificato il 3/08/2019.
- Sulla base di questa fotografia, Unical ha costruito dei modelli di carica e scarica degli accumulatori secondo dei modelli opportuni come verrà meglio specificato in seguito.

- DHITECH ha determinato le prestazioni della rete inquadrandola attraverso opportuni KPI costruiti da E-distribuzione, che verranno descritti nel capitolo 6.2 e che di seguito vengono riepilogati
    - Carico (già in uso in altri sistemi di monitoraggio aziendali).
    - Struttura (già in uso in altri sistemi di monitoraggio aziendali).
    - Hosting capacity (creato ad hoc per lo scopo con focus sulle potenzialità della generazione distribuita).
    - Affidabilità della regolazione (creato ad hoc per lo scopo con focus sulle potenzialità della generazione distribuita).
- Unical ha potuto determinare i benefici forniti alla rete dalla generazione distribuita sincronizzata con la gestione ottima dei sistemi di accumulo.
- Partendo dalla fotografia del momento più critico dell'anno, DHITECH ha poi ottimizzato l'assetto della rete mediante l' ottimizzatore messo a punto per il presente progetto, che ha lo scopo di proporre delle soluzioni ottime di investimento in rete all' interno di vincoli di budget imposti
    - Dopo l' ottimizzazione sono stati ricalcolati i KPI sulla rete ottimizzata testando la bontà degli interventi

In questo modo è esplicitato come per la risoluzione di una problematica sulla rete all' occorrenza è possibile sfruttare le potenzialità della generazione distribuita in alternativa o in aggiunta ad interventi classici di pianificazione di rete con intervento su nuove infrastrutture.

In definitiva, la rete di distribuzione di test in bassa tensione che è stata studiata

- parte da una cabina secondaria (CS);
- è costituita da due linee BT;
    - le due linee complessivamente contano 137 nodi, 135 rami, 154 utenti di cui 15 Prosumers e 139 consumers;
    - il carico totale è pari a 675 kW;
    - la generazione totale è pari ad 86,28 kW.

In Figura 6 è rappresentata la seconda linea, sulla quale sono state introdotte le comunità energetiche.

In riferimento alla gestione dei sistemi di accumulo, il criterio in base al quale sono stati determinati i profili di carica e scarica è stato messo a punto da Unical mediante uno studio che ha privilegiato come funzione

obiettivo la massima convenienza per il cliente in termini di prezzo di acquisto e vendita dell'energia; il modello OFISDA+ DRPG (descritto in dettaglio del rapporto tecnico di AR 5.2) prevede la generazione di profili ottimizzati di carica e scarica degli accumuli a litio al fine di ridurre le criticità e ottimizzare i costi totali.
È stato previsto inoltre uno stanziamento di ¼ dell'energia totale disponibile nelle batterie da dedicare ai servizi ancillari di rete al fine di sopperire alle situazioni estreme

- di maggior carico e assenza di produzione (ore notturne)
- minor carico e massima produzione (ore diurne)

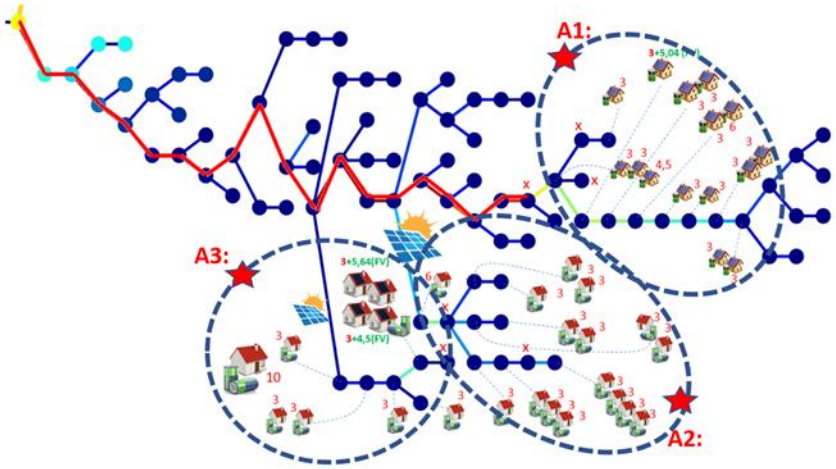

Figura 6 Nuova configurazione rete di test e percorso critico.

In definitiva, partendo dall'assetto ottimizzato con impianti di produzione e sistemi di accumulo descritto in dettaglio in AR5.2, verranno successivamente analizzati e rendicontati in OR 8 i risultati sperimentali ottenuti sulla rete test, misurando i KPI pre e post intervento dell'ottimizzatore.

5. SCENARI EVOLUTIVI DELLA GENERAZIONE DISTRIBUITA E APPLICAZIONE NELLA PIANIFICAZIONE ED ESERCIZIO

5.1 Ambito della ricerca

Al fine di garantire la sicurezza e l'affidabilità del sistema elettrico è necessario che il funzionamento delle risorse energetiche distribuite non venga gestito esclusivamente in funzione dell'ottimizzazione energetico-economica del singolo utente ma vada anche ad inserirsi nel funzionamento delle reti in maniera opportunamente armonizzata.
Tale necessità è valida specialmente considerando lo scenario del sistema elettrico che si delinea nel prossimo futuro, caratterizzato da una forte presenza impianti di produzione FER che impone una variazione nell'approccio di gestione delle reti elettriche dal tradizionale *fit and forget*, valido per una rete prevalentemente passiva, al *fit and control*.

In tal senso questo studio si propone di indagare i benefici apportabili al sistema elettrico di produzione, trasmissione e distribuzione dallo sfruttamento di sistemi ibridi come supporto all'implementazione di programmi di DR, valido strumento per la gestione attiva ed intelligente delle reti future (Smart grid). In particolare, verranno presi in analisi gli aspetti relativi agli impatti sulla capacità, adeguatezza e sicurezza dei suddetti sistemi, con brevi accenni anche alla resilienza.
Allo scopo di definire gli scenari energetici evolutivi della domanda e della produzione da FER (Fonti Energetiche Rinnovabili), è stata effettuata una desk research nella letteratura scientifica e nella letteratura grigia del settore, che ha consentito di esaminare una molteplicità di scenari energetici sviluppati con metodologie e finalità differenti. Tale attività di studio ha quindi reso possibile l'individuazione di quegli scenari ritenuti più idonei e funzionali alle attività di ricerca previste nel prosieguo del progetto ComESto.
Nei documenti programmatici selezionati sono incluse elaborazioni previsionali sia per la produzione da FER che per i carichi, nell'ottica di conseguire il raggiungimento degli obiettivi al 2050 dell'Unione Europea in termini di sostenibilità e innovazione nel settore energetico, prendendo in considerazione sia l'aumento della generazione distribuita che l'evoluzione delle tecnologie. Considerato che l'evoluzione della rete elettrica a livello nazionale è comunque influenzata dalla forte interconnessione e quindi dall'evoluzione della rete a livello europeo, l'analisi è stata condotta su scala sia nazionale che europea.

5.2 Definizione scenari evolutivi di produzione da FER e di carico per il contesto europeo

Lo studio degli scenari a livello Europeo ha cercato di individuare scenari adatti al contesto del progetto ComESto, in cui le sfide future e le tecnologie emergenti fossero opportunamente tenute in conto per il raggiungimento degli obiettivi al 2050 dell'Unione Europea. Tra gli scenari più conosciuti a livello europeo vi sono:

- **e-Highway 2050**: nato nell'ambito di un progetto supportato dall'EU FP7 (Seventh Framework Programme), presenta un approccio di tipo bottom-up. Lo studio è una revisione completa di diversi scenari in ambito Europeo;

- **TYNDP 2018**: è stato elaborato da ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), rete che riunisce quarantuno Transmission System Operator (TSO) di trentaquattro Paesi diversi, mediante un meccanismo partecipativo aperto che ha portato alla consultazione di tutti gli stakeholder del settore sia a livello europeo che nazionale. Il documento è costruito su input dell'industria, dei consumatori e delle organizzazioni non governative e considera due scenari di breve e medio termine, **Coal Before Gas** (CBG) e **Gas Before Coal** (GBC), e tre scenari futuri più a lungo termine: **Sustainable Transition** (ST**), Distributed Generation** (DG), **Global Climate Action** (GCA).

Pertanto, in TYNDP 2018 sono considerati i seguenti diversi scenari:

- CBG - Coal Before Gas e GBC - Gas Before Coal, che costituiscono stime nel breve e medio termine basate sulla prospettiva dei Transmission System Operator e le normative europee e nazionali. Questi scenari riflettono l'incertezza sui prezzi che sussiste finanche nel breve periodo relativamente al settore energetico per il gas e il carbone.

- ST - Sustainable Transition, che prevede una rapida riduzione della CO2 tramite la sostituzione del carbone e della lignite con il gas nel settore dell'energia. In questo scenario l'elettrificazione nel settore

del riscaldamento e dei trasporti si sviluppa con una velocità inferiore rispetto agli altri scenari.

- DG - Distributed Generation, che attribuisce ai prosumers un ruolo centrale. Esso rappresenta uno sviluppo più decentralizzato con un focus sulle end-user technologies. I veicoli elettrici vedono una loro maggiore penetrazione a seguito della diffusione dei dispositivi fotovoltaici e delle batterie negli edifici. Questo porta ad una maggiore disponibilità di demand-side-response.

- GCA - Global Climate Action, che rappresenta uno sforzo globale e veloce verso la de-carbonizzazione. L'enfasi è sulle rinnovabili su larga scala ed anche sul nucleare nel settore energetico. Il riscaldamento commerciale e residenziale diviene sempre più elettrificato, determinando una progressiva e costante riduzione dell'utilizzo del gas. Nel 2030 lo scenario GCA è stato sostituito dallo storyline EUCO 30

- EUCO 30 - Nell'ambito del lavoro di valutazione d'impatto della Commissione europea (CE) nel 2016, EUCO 30 ha costituito uno scenario strategico di base. Lo scenario modella il raggiungimento degli obiettivi climatici ed energetici del 2030, come concordato dal Consiglio europeo nel 2014, ma include un obiettivo di efficienza energetica del 30%.

Dopo un'attenta analisi, il TYNDP è risultato il riferimento più idoneo al progetto ComESto proprio per la presenza dello scenario Distributed Generation (DG), più coerente con le finalità delle azioni progettuali per l'enfasi sullo sviluppo decentrato e per la centralità attribuita ai prosumers.
In generale l'approccio adottato è di tipo top down e le ipotesi formulate sono:

- forte crescita economica;

- adozione del sistema di scambio delle quote di emissione ETS (Emissions Trading Scheme) per favorire la produzione di energia elettrica da gas naturale;

- incremento dei biocombustibili.

In questo scenario, la partecipazione attiva degli utenti finali, unitamente alla maggiore efficienza energetica degli edifici, genera una diminuzione della domanda di energia elettrica in ambito residenziale, e un aumento nei settori del riscaldamento e dei trasporti. I veicoli elettrici, gli impianti fotovoltaici e i sistemi di accumulo sono ampiamente distribuiti nella rete elettrica e i livelli di Demand Response sono significativi.

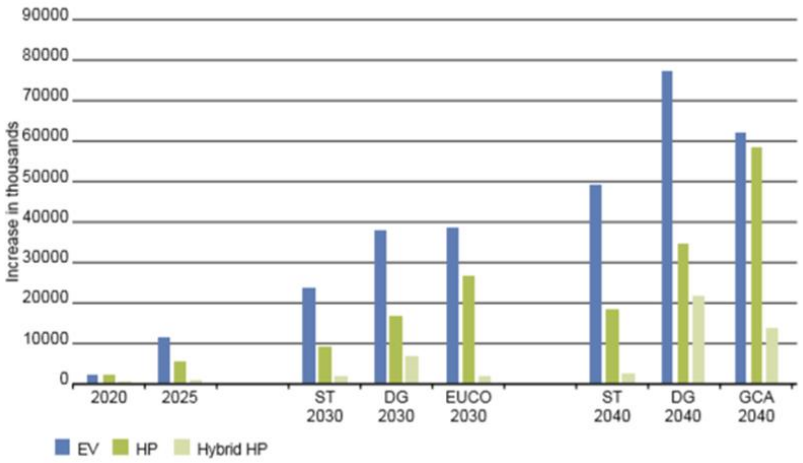

Figura 7 Incremento del numero di veicoli elettrici, delle pompe di calore elettriche e delle pompe di calore ibride in funzione dello scenario [1].

Infatti, come si può osservare in Figura 7, che confronta l'incremento atteso nei veicoli elettrici e nelle pompe di calore nei diversi scenari considerati in TYNDP 2018, l'aumento del numero di veicoli elettrici al 2040 nello scenario DG risulta pari a circa ottanta milioni di unità, significativamente superiore rispetto a quello previsto negli altri scenari.

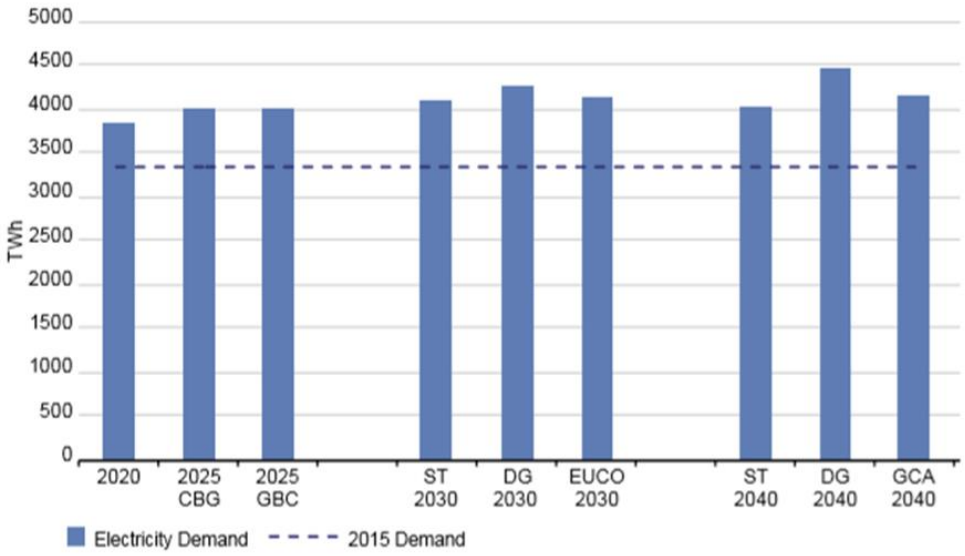

Figura 8 Incremento annuale della domanda di elettricità [1].

Inoltre, come illustrato in Figura 8, i livelli più elevati di domanda sia nel 2030 che nel 2040 sono quelli che si individuano nello scenario Distributed Generation. In tale scenario la crescita effettiva della domanda è collegata alla diffusione dei veicoli elettrici e delle pompe di calore.

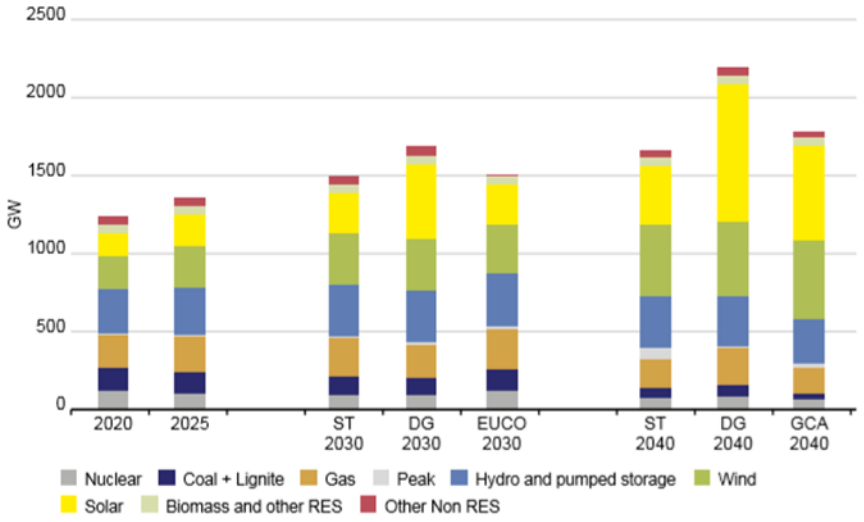

Figura 9 Capacità di generazione elettrica installata per fonte e per scenario [1].

Dalla Figura 9 emerge inoltre l'incremento di capacità installata di generazione elettrica da fonte rinnovabile al 2040 in tutti gli scenari, con una netta prevalenza del solare rispetto all'eolico nello scenario DG.

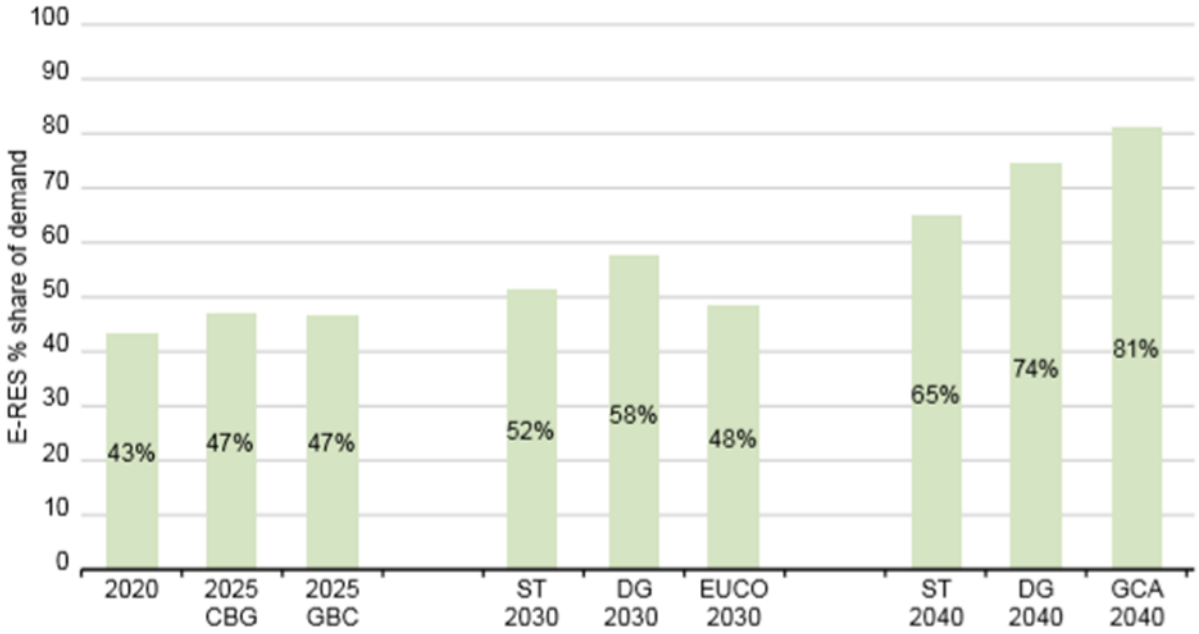

Figura 10 Percentuale della domanda di elettricità coperta da generazione rinnovabile per scenario [1].

Inoltre, dall'esame della Figura 10 è possibile dedurre che nello scenario relativo al periodo 2020-2025, l'ammontare relativo al contributo delle RES alla domanda è del 45% +/- 2%. Negli scenari al 2030 questo valore diviene pari al 53% +/- 5%. Non si prevede quindi un'ampia varianza negli intervalli temporali 2020-2030. Negli scenari al 2040 la varianza tra gli scenari può essere osservata su scala molto più ampia, in quanto il range di variabilità è compreso tra 65% e 81%.

Lo scenario Global Climate Action prevede livelli più elevati di generazione eolica (1.509 TWh) rispetto a quello Distributed Generation (1.214 TWh) nel 2040. D'altro canto, Distributed Generation prevede una maggiore generazione da fonte solare (1.103 TWh rispetto ai 859 TWh di GCA).
È interessante osservare infine, in Figura 11, la mappa relativa al mix di generazione elettrica al 2040 nei diversi Paesi europei, che mostra anche i collegamenti tra i diversi Stati.

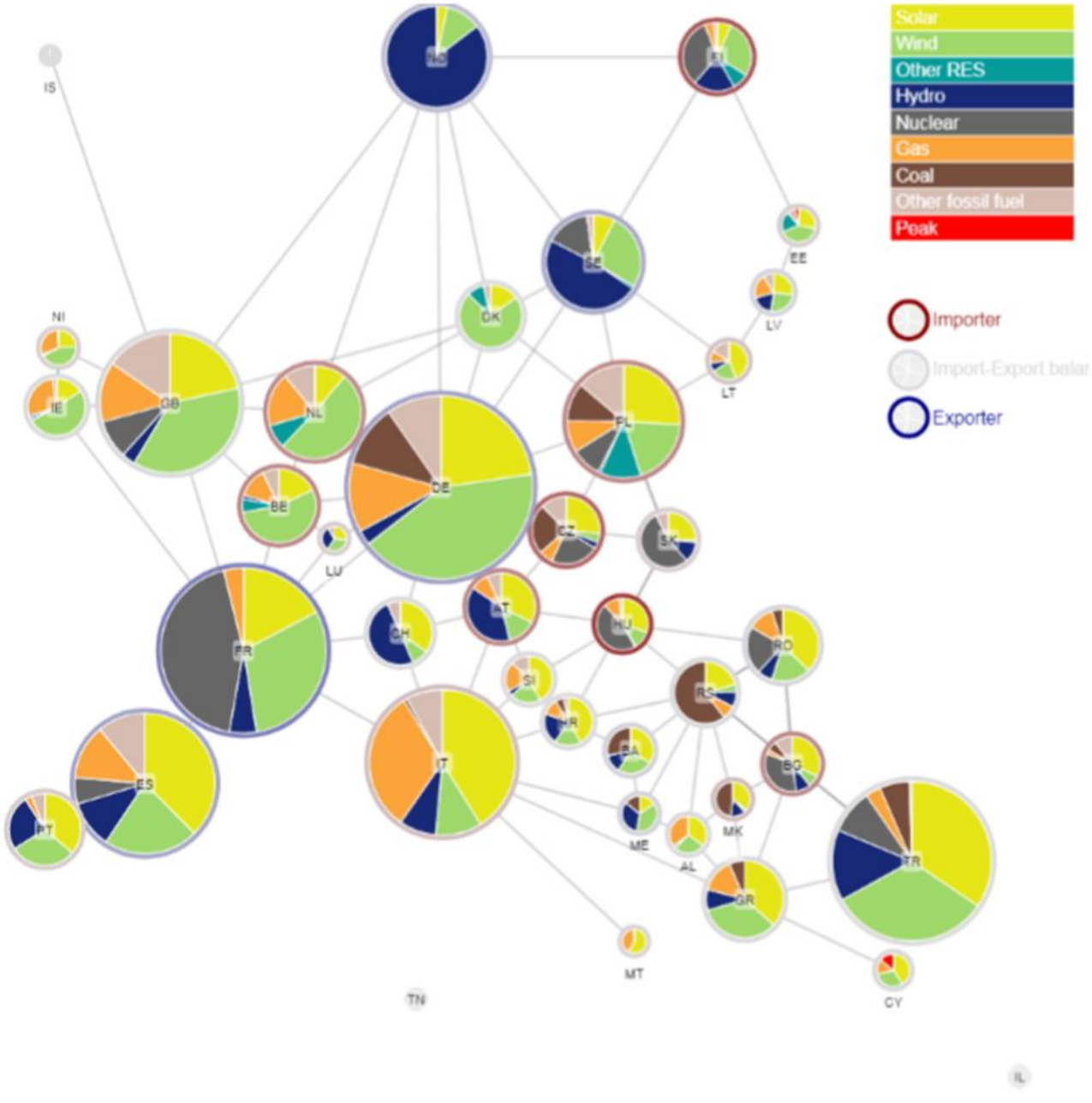

Figura 11 2040 Distributed Generation: Electricity generation mix e import/export balance [1].

Si osserva che per l'Italia si prevede una netta prevalenza della generazione da solare, la cui proporzione nel mix energetico risulta superiore anche a quella della Spagna e della Turchia, ed è superata solo da quella di Malta.

5.3 Definizione scenari evolutivi di produzione da FER e di carico per il contesto italiano

Anche a livello nazionale la scelta dello scenario da prendere in considerazione è stata dettata dagli stessi criteri adottati per individuare gli scenari in ambito europeo, a eccezione del fatto che in ambito Nazionale è importante considerare l'impatto che le politiche energetiche attuali e future possono avere sulla rete elettrica.
La Proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) analizza due possibili scenari energetici per l'Italia, in base ai quali è stato elaborato il piano stesso:

- uno scenario "BASE", in cui lo sviluppo del sistema energetico è analizzato considerando quelle che sono le politiche correnti;
- uno scenario "PNEC" (Piano Nazionale Energia Clima), nel quale lo sviluppo del sistema energetico è ipotizzato sulla base delle politiche previste.
- Entrambi gli scenari utilizzano il set di drivers previsti dalla Commissione Europea relativamente allo scenario EUref2016.

Nello specifico, sono stati considerati le seguenti variabili fondamentali (drivers) dell'evoluzione futura del quadro energetico:

- evoluzione del PIL;
- valori Aggiunti settoriali;
- popolazione;
- prezzi internazionali delle fonti fossili.

Per entrambi gli scenari è stata considerata la stessa evoluzione dei drivers.
Nell'ambito del progetto ComESto, si è scelto di concentrare l'attenzione maggiormente sull'analisi dello scenario BASE in quanto l'analisi a politiche vigenti introduce minori margini di incertezza.
Nella tabella che segue, vengono mostrati gli obiettivi al 2030 dell'UE e dell'Italia in termini di quote di energie rinnovabili nei consumi, di decremento dei consumi energetici e di riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra. Si può notare che la previsione relativa alla quota nazionale di energia da FER nei consumi finali di energia (30%) risulta inferiore di soli due punti percentuali rispetto a quella europea, mentre, se si guarda all'utilizzo di energia da FER nei trasporti, si osserva una previsione più ottimistica per l'Italia con una quota pari al 22%, significativamente superiore rispetto a quella dell'Unione Europea. Leggermente migliori sono anche le previsioni per l'Italia al 2030 relativamente alla riduzione dei GHG (Greenhouse Gases) rispetto al 2005, per tutti i settori non ETS (Emissions Trading System).

Tabella 15 Obiettivi energetici e ambientali a livello nazionale ed europeo [2].

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNEC)
Energie rinnovabili (FER)				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	21,6%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
Efficienza Energetica				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5% (indicativo)	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% annuo (senza trasp.)	-1,5% annuo (senza trasp.)	-0,8% annuo (con trasporti)	-0,8% annuo (con trasporti)
Emissioni Gas Serra				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%		-43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	

In Tabella 16 è riportata l'evoluzione della popolazione italiana al 2040, che mostra la previsione di un progressivo sebbene moderato aumento nel tempo.

Tabella 16 Evoluzione della popolazione negli scenari BASE e PNEC [3]

	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Popolazione (milioni)	60,6	61,2	62,2	63,3	64,4	65,4

Nella Tabella 17 sono mostrate le evoluzioni rispettivamente del PIL e dei Valori Aggiunti Settoriali. Osservando i valori riportati si può notare l'evidente prevalenza del valore aggiunto del settore terziario.

Tabella 17 Evoluzione del PIL e dei Valori Aggiunti settoriali degli scenari BASE e PNEC [4].

	2017 mln€ (2010)	% 18-20	% 20-25	% 25-30	% 30-35	% 35-40
PIL	1.599.774	1,37	1,18	1,19	1,5	1,57
V.A. Agricoltura	28.009	0,78	0,55	0,34	0,44	0,49
V.A. Costruzioni	64.524	1,49	0,93	1,22	1,72	1,85
V.A. Servizi	1.077.553	1,47	1,34	1,31	1,63	1,67
V.A. Settore energetico[29]	18.931	1,26	0,58	0,91	0,83	1,2
V.A. Industria[30]	260.815	0,93	0,61	0,7	0,9	1,06

In Tabella 18 è invece illustrato lo scenario evolutivo per i prezzi internazionali delle commodity energetiche, che predicono un aumento complessivo percentualmente maggiore per il petrolio e per il carbone rispetto a quanto atteso per il Gas.

Tabella 18 Evoluzione dei prezzi internazionali delle commodity energetiche (€2013/GJ).

	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Petrolio	9,19	11,61	13,18	14,52	15,14	16,04
Gas (PCS)	6,58	7,47	8,08	8,79	9,38	9,7
Carbone	1,95	2,21	2,65	3,18	3,36	3,5

Di particolare interesse per il progetto ComESto sono gli scenari relativi alle Fonti Energetiche Rinnovabili. Di seguito essi si riportano con riferimento allo scenario base, evidenziandone separatamente i target evolutivi suddivisi nell'ambito dei settori elettrico, termico, e trasporti.
In Tabella 19 sono riportati gli scenari relative alle quote target totali per le FER, che mostrano una previsione di aumento al 22,2%, ragionevolmente cauta ma in ogni caso da considerarsi un dato positivo. Il quadro presentato risulta coerente con l'accelerazione che l'Italia ritiene di attuare relativamente alla transizione dai combustibili tradizionali alle fonti rinnovabili, promuovendo il graduale abbandono del carbone per la generazione elettrica a favore di un mix elettrico basato su una quota crescente di rinnovabili e, per la parte residua, sul gas. Riguardo alle rinnovabili, infatti, l'Italia intende promuoverne l'ulteriore sviluppo potenziandone al contempo le produzioni esistenti, anche superando, auspicabilmente, l'obiettivo comunitario di riferimento del 30%. A questo scopo, si utilizzeranno strumenti calibrati sulla base dei settori d'uso, delle tipologie di interventi e della dimensione degli impianti, con un approccio che miri al contenimento del consumo di suolo e dell'impatto paesaggistico e ambientale, e tenga conto anche delle esigenze in termini di qualità dell'aria.

Tabella 19 Target FER totale nel periodo 2020-2040 con politiche vigenti (ktep).

	2020	2025	2030	2040
Numeratore	**21.081**	**22.000**	**27.428**	**33.098**
Produzione lorda di energia elettrica da FER	10.152	10.364	11.348	12.284
Consumi finali FER per riscaldamento e raffrescamento	10.826	11.301	11.868	12.825
Consumi finali di FER nei trasporti	1.740	1.933	1.886	1.749
Denominatore - Consumi finali lordi complessivi	**121.454**	**120.399**	**119.069**	**121.001**
Quota FER complessiva (%)	**18,7%**	**19,6%**	**21,1%**	**22,2%**

I valori presentati per il settore elettrico (Tabella 20) sono relativi al periodo 2020-2040. A scopo comparativo sono riportati in Tabella 21 anche i dati corrispondenti al segmento temporale precedente 2012-2017.

Tabella 20 - Target FER elettriche nel periodo 2020-2040 con politiche vigenti (TWh).

	2020	2025	2030	2040
Produzione rinnovabile	**118,1**	**120,5**	**132,0**	**142,9**
Idrica (normalizzata)	49,6	49,1	51,0	51,6
Eolica (normalizzata)	19,6	21,8	25,1	33,2
Geotermica	6,7	6,9	7,0	8,3
Bioenergie	15,9	14,7	14,2	12,3
Solare	26,3	28,0	34,6	37,4
Denominatore - Consumi Interni Lordi di energia elettrica	**329,7**	**333,1**	**340,6**	**351,7**
Quota FER-E (%)	**35,8%**	**36,2%**	**38,7%**	**40,6%**

Tabella 21 - Target FER settore elettrico (TWh) [5].

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Numeratore – Prod.lorda di energia elettrica da FER	**93,3**	**103,3**	**107,6**	**109,7**	**110,5**	**113,1**
Idrica (normalizzata)	44,1	45,0	45,8	45,9	46,2	46,0
Eolica (normalizzata)	12,4	14,1	14,9	15,3	16,5	17,2
Geotermica	5,6	5,7	5,9	6,2	6,3	6,2
Bioenergie	12,3	17,0	18,7	19,4	19,4	19,3
Solare	18,9	21,6	22,3	22,9	22,1	24,4
Denominatore - Consumi Interni Lordi di energia elettr.	**340,4**	**330,0**	**321,8**	**327,9**	**325,0**	**331,8**
Quota FER-E (%)	**27,4%**	**31,3%**	**33,4%**	**33,5%**	**34,0%**	**34,1%**

Analizzando i dati relativi ai target FER del settore elettrico, si può notare la previsione di aumento delle quote da FER dal 34,1% al 40,6% rispetto all'anno 2017. L'ipotesi di incremento formulata anche anche a politiche invariate costituisce un elemento indubbiamente positivo che testimonia un andamento favorevole registrato per le FER in questo ambito.

In particolare, è possibile osservare che è prevista una crescita significativa della produzione da fonte eolica e, in misura leggermente inferiore, da fonte solare. Inoltre, il trend previsto per il prossimo ventennio relativamente alla produzione energetica per queste due tecnologie prevede un tasso di crescita che aumenta nel tempo, divenendo più veloce a partire dal 2025.

Per quanto riguarda le bioenergie, gli scenari mostrano invece una previsione di diminuzione della loro produzione, evidenziando quindi una inversione di tendenza rispetto ai dati corrispondenti al periodo 2012-2017.

Relativamente alla produzione idrica e geotermica, infine, si rileva un lieve aumento nella previsione al 2040, che conferma l'avanzato livello di maturità tecnologica e commerciale raggiunto ormai da tempo per queste tecnologie.

Nel nostro Paese per il settore elettrico si intende, anche in vista dell'elettrificazione dei consumi, fare ampio uso di superfici edificate o comunque già utilizzate, valorizzando le diverse forme di autoconsumo, anche con generazione e accumuli distribuiti. Si vuole inoltre promuovere la realizzazione di sistemi, a partire da alcune piccole isole non interconnesse alle reti nazionali, nei quali sia sperimentata una più accelerata decarbonizzazione ed elettrificazione dei consumi con fonti rinnovabili.

Nel settore termico, in Italia si prevede di attribuire grande rilievo al coordinamento con gli strumenti per l'efficienza energetica, in particolare per gli edifici, e la coerenza degli strumenti con gli obiettivi di qualità dell'aria. Il settore termico riveste un ruolo molto importante nel raggiungimento degli obiettivi rinnovabili; è infatti richiesto un cambiamento tecnologico deciso, verso soluzioni che favoriscano la penetrazione delle fonti rinnovabili. Lo sviluppo del settore delle FER termiche è infatti condizionato dal problema ambientale connesso agli impatti emissivi degli impianti di riscaldamento esistenti a biomasse solide. Pertanto, l'installazione di nuovi impianti di riscaldamento a biomasse dovrà essere guidata in modo da favorire gli impianti a basso impatto ambientale e ad alta efficienza, tenendo in conto anche la possibilità che siano introdotte limitazioni a

installazioni ex-novo per eventuali criticità relative al mantenimento di una adeguata qualità dell'aria. Andrà inoltre favorita la sostituzione di vecchi impianti a biomasse con altri più efficienti e meno emissivi.
Le pompe di calore, considerato il loro alto rendimento, avranno un crescente peso nel mix termico rinnovabile, ulteriormente supportato dal progresso tecnologico del settore, nel quale potranno confrontarsi le diverse prestazioni e caratteristiche di pompe elettriche e a gas.
Si otterrà un incremento della quota FER termiche anche grazie a una diffusa riqualificazione del parco edilizio esistente che porterà a una significativa riduzione dei consumi.
Il solare termico, in particolare, potrà rivestire un ruolo di importanza crescente in sistemi integrati di produzione di calore efficiente e rinnovabile, quali ad esempio i sistemi ibridi e gli impianti di teleriscaldamento integrati.
In Tabella 22, dove sono riportati gli scenari al 2040 relativi alle quote di FER nel settore termico, è possibile osservare una previsione di quota FER che arriva fino ad un valore pari al 25,4% nel 2040.

Tabella 22 Target FER riscaldamento nel periodo 2020-2040 con politiche vigenti (Ktep) [6].

	2020	2025	2030	2040
Numeratore	**10.538**	**11.211**	**13.467**	**14.701**
Produzione lorda di calore derivato da FER	585	682	709	701
Consumi finali FER per riscaldamento	10.241	10.619	11.159	12.124
di cui bioenergie	*6.880*	*6.949*	*7.132*	*7.456*
di cui solare	*324*	*502*	*518*	*595*
di cui geotermico	*147*	*148*	*150*	*150*
di cui energia ambiente da pdc	*2.890*	*3.020*	*3.359*	*3.923*
Denominatore - Consumi Finali Lordi nel settore termico	**52.904**	**51.405**	**50.432**	**50.483**
Quota FER-C (%)	**20,5%**	**22,0%**	**23,5%**	**25,4%**

Tabella 23 Target FER settore temico (TWh) [5].

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Numeratore - Energia da FER	**10.226**	**10.603**	**9.934**	**10.687**	**10.539**	**11.211**
Produzione lorda di calore derivato da FER	592	838	966	905	928	957
Consumi finali FER per riscaldamento	9.635	9.765	8.968	9.783	9.611	10.255
di cui bioenergie	6.946	6.959	6.097	6.894	6.677	7.265
di cui solare	155	168	180	190	200	209
di cui geotermico	118	119	111	114	125	131
di cui energia ambiente da pdc	2.415	2.519	2.580	2.584	2.609	2.650
Denominatore - Consumi finali lordi nel settore termico	**60.214**	**58.606**	**52.519**	**55.504**	**55.796**	**55.823**
Quota FER-C (%)	**17,0%**	**18,1%**	**18,9%**	**19,3%**	**18,9%**	**20,1%**

Ai fini del raggiungimento degli obiettivi in materia di penetrazione delle rinnovabili nel settore dei trasporti, in Italia sono state individuate diverse misure, tra le quali si citano in particolare:

- obbligo di miscelazione dei biocarburanti, fino al 2022
- sostenibilità dei biocarburanti
- riduzione delle emissioni GHG dei carburanti del 6% al 2020
- incentivi per assolvimento obbligo di immissione biocarburanti attraverso il biometano e altri biocarburanti avanzati: 2018-2022
- incentivazione di biometano e biocarburanti avanzati ai fini dell'assolvimento dell'obbligo esistente di miscelazione dei carburanti di origine fossile con biocarburanti, attraverso un sistema di ritiro del biometano prodotto, con rilascio di certificati di immissione in consumo (CIC) per la durata di dieci anni.
- obbligo biocarburanti e altre rinnovabili in recepimento della RED II: 2022-2030

Relativamente all'elettricità da FER nel settore stradale si prevedrà un incremento progressivo, anno su anno, di nuove immatricolazioni di auto elettriche pure per raggiungere l'obiettivo cumulato di 1,6 milioni di auto elettriche pure o EV al 2030, che se sommate alle auto ibride (4,4 milioni), consentirebbero di arrivare a un valore complessivo di 6 milioni di auto elettrificate al 2030;
Per quanto riguarda i carburanti rinnovabili non biologici si prevede per l'idrogeno un obiettivo ambizioso con un contributo intorno all'1% del target FER-Trasporti, attraverso il suo utilizzo diretto nelle auto e negli autobus oltre che nei treni a idrogeno (per alcune tratte non elettrificate) o attraverso l'immissione nella rete del metano per uso trasporti.

Si prevede inoltre di implementare misure di promozione dell'uso dei biocarburanti nel settore avionico e marittimo.
L'evoluzione del target FER relativo al settore trasporti è illustrata nellaTabella 25. Nel 2017 i consumi settoriali di energia da FER così calcolati ammontano a poco meno di 2 Mtep; la relativa incidenza sui consumi complessivi si attesta al 6,5%.
È opportuno osservare che nelle proiezioni a politiche attuali (Tabella 24) non si tiene conto dei nuovi obiettivi fissati dalla Direttiva RED II, che prevede al 2030 un target specifico pari al 14% nel settore dei trasporti (obbligo che gli Stati membri devono ribaltare sui fornitori di carburanti). Nel settore dei trasporti si raggiunge al 2030 una quota FER pari all' 11,3% (calcolata secondo i criteri impostati dalla Direttiva RED II) riconducibile a una crescita sia del consumo di biocarburanti sia di energia elettrica per il trasporto su strada e rotaia. In prospettiva 2040, la quota di FER nel settore trasporti cresce fino al 12,6%.

Tabella 24 Target FER trasporti nel periodo 2020-2040 con politiche vigenti, ma criteri di calcolo imposti secondo le regole della Direttiva RED II (ktep) [6].

	Fattore moltiplicativo	2020	2025	2030	2040
Numeratore		**2.794**	**3.247**	**3.381**	**3.674**
Biocarburanti avanzati	X 2	234	295	323	503
Biocarburanti double counting non avanzati	X 2	620	670	650	650
Biocarburanti Single counting		786	968	913	596
Quota rinnovabile dell'energia elettrica su strada	X 4	7	9	40	74
Quota rinnovabile dell'energia elettrica su rotaia	X 1,5	182	209	242	316
Denominatore - Consumi Finali Lordi nei trasporti		**31.038**	**30.856**	**29.894**	**29.195**
Quota FER-T (%)		**9,0%**	**10,5%**	**11,3%**	**12,6%**

Tabella 25 Target FER trasporti (TWh) [5].

	coeff.	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Numeratore - Energia da FER		**2.019**	**1.741**	**1.678**	**2.121**	**2.377**	**1.992**
Biocarburanti double counting avanzati	2,0	62	8	14	13	9	7
Biocarburanti double counting non avanzati	2,0	277	107	172	439	765	350
Biocarburanti single counting	1,0	1.026	1.136	878	713	265	703
Quota rinn. energia elettrica su strada	5,0	1,0	1,3	1,6	1,9	2,0	2,4
Quota rinn. energia elettrica su rotaia	2,5	82,8	101,9	117,2	137,4	156,5	158,7
Quota rinn. energia elettrica su altre modalità	1,0	102,0	114,9	127,9	152,9	162,3	166,4
Denominatore - Consumi finali lordi nei trasporti		**33.110**	**32.176**	**33.431**	**32.611**	**32.057**	**30.728**
Quota FER-T (%)		**6,1%**	**5,4%**	**5,0%**	**6,5%**	**7,4%**	**6,5%**

Tenendo conto delle misure e dei programmi attuali per l'efficienza energetica, le tabelle che seguono mostrano una proiezione per il consumo di energia primaria e finale per ciascun settore fino al 2040 e il confronto tra l'intensità energetica e il PIL nel periodo 2005-2040.

Nella tabella che segue sono riportate le proiezioni del Consumo Interno Lordo (CIL), dei consumi energetici primari e finali nel periodo 2020-2040 a politiche attuali, dettagliando i consumi energetici sia per settore sia per fonte. Nella tabella è inclusa anche la proiezione dei consumi per usi non energetici. Le proiezioni dei consumi mostrano come, anche a politiche correnti, si raggiungano significativi incrementi dell'efficienza energetica, evidenziando un disaccoppiamento tra il consumo interno lordo di energia primaria (CIL) e la crescita del PIL. I consumi energetici, che hanno raggiunto un picco nel 2005, sono caratterizzati da una marcata tendenza alla decrescita avviatasi già prima del presentarsi della crisi economica.

La contrazione dell'intensità energetica (CIL/PIL) continua, anche grazie alle misure di promozione dell'efficienza fino al 2020: successivamente questo trend non è più guidato da nuove politiche o obiettivi, ma da evoluzioni di mercato e tecnologiche.

Tabella 26 Consumo di energia primaria e finale (per ciascun settore) proiezione 2020-2040 nello scenario BASE(ktep) [6].

scenario BASE	2020	2025	2030	2040
Consumo interno lordo	**148.453**	**145.883**	**142.652**	**148.425**
Solidi	11.680	8.752	8.390	7.460
Prodotti petroliferi	50.411	47.945	46.001	41.606
Gas naturale	55.600	56.890	55.829	56.416
Energia elettrica	3.162	2.812	2.667	2.653
Rinnovabili	27.600	29.484	29.765	40.289
Consumi energetici primari*	**141.783**	**139.103**	**135.702**	**140.715**
Consumi energetici finali	**116.367**	**115.064**	**113.182**	**114.571**
dettaglio per settore				
Industria	26.525	26.584	26.050	26.285
Residenziale	31.973	30.873	30.506	30.519
Terziario	15.690	15.671	15.656	17.480
Trasporti	39.254	39.044	38.023	37.499
Agricoltura	2.925	2.893	2.946	2.789
dettaglio per fonte				
Solidi	2.077	2.271	2.191	**1.834**
Prodotti petroliferi	42.461	40.874	39.054	**36.240**
Gas naturale	33.471	32.411	31.837	**33.901**
Energia elettrica	25.207	25.805	25.996	**28.097**
Calore	3.910	4.007	4.136	**4.554**
Rinnovabili	9.226	9.500	9.947	**9.944**
Consumi finali non energetici	**6.670**	**6.780**	**6.950**	**7.710**

*I consumi primari non comprendono gli usi non energetici, inclusi nel Consumo Interno Lordo.

L'intensità energetica, valutata in termini di energia consumata per unità di ricchezza economica prodotta (PIL, valori concatenati, anno di riferimento 2010), è un indicatore dell'efficienza economica ed energetica. L'Italia è uno dei Paesi europei con il valore più basso di intensità di energia. In base ai dati Eurostat, l'Italia continua ad avere la più bassa intensità energetica per ricchezza prodotta tra i principali Paesi europei, dopo il Regno Unito. Per l'intensità di energia finale si osservano andamenti analoghi. L'intensità media europea si è ridotta significativamente avvicinandosi ai livelli che l'Italia aveva fin dal 1990. L'impatto combinato di tutte le politiche si traduce in una minore intensità energetica delle attività economiche nel tempo insieme a una diminuzione dell'intensità di carbonio della domanda di energia nel tempo.
Il nostro Paese mostra storicamente un'efficienza energetica ed economica maggiore rispetto alla media degli altri Paesi europei, che corrisponde al maggiore sforzo per conseguire risparmi energetici significativi rispetto ad altre economie dove i consumi specifici sono storicamente più elevati e comprimibili. La diminuzione dei consumi è cominciata dal 2005, prima della crisi economica, mentre nel periodo 1990-2005 i consumi sono costantemente aumentati con un tasso annuale medio di +1.4%. Inoltre la quota di gas naturale è aumentata costantemente dal 1990 controbilanciando il corrispondente decremento dei prodotti petroliferi. Inoltre, negli ultimi anni è evidente il crescente ruolo delle energie rinnovabili.
L'evoluzione del fabbisogno energetico primario è data dall'effetto combinato di molteplici fattori:

- la riduzione del consumo di energia nei settori di uso finale, conseguenza dei processi di efficientamento energetico in atto e la naturale sostituzione di dispositivi obsoleti;
- il differente mix di combustibili negli usi finali di energia, per un maggior ricorso alle fonti rinnovabili termiche, elettrificazione e biocarburanti;
- il sostegno indiretto all'efficienza energetica dell'ETS che promuove anche una maggiore penetrazione delle FER nei settori ETS durante tutto il periodo di proiezione;
- il conseguente graduale processo di decarbonizzazione della generazione elettrica, per l'aumento di produzione da fonti rinnovabili e l'elettrificazione degli usi finali.

È interessante osservare come anche a politiche correnti si ha un disaccoppiamento tra il CIL e il PIL dovuto agli incrementi dell'efficienza energetica.

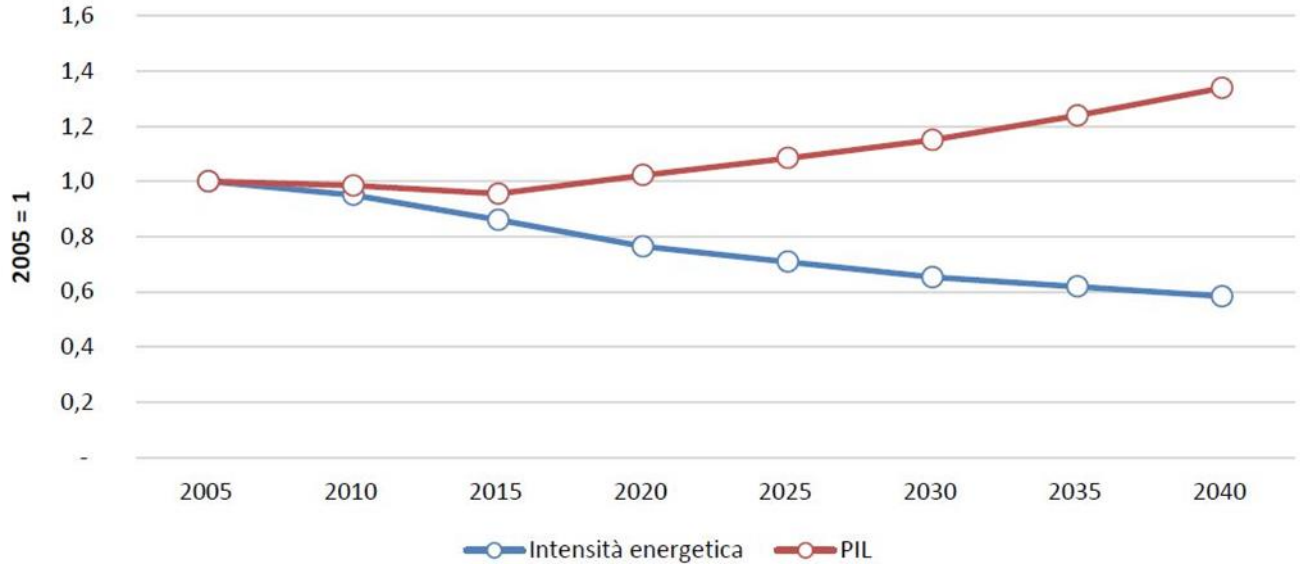

Figura 12 confronto tra la proiezione dell'intensità energetica e il PIL nel periodo 2005-2040.

5.4 Scenario PNEC

Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia ed il Clima, che l'Italia ha già sottoposto a Bruxelles per l'approvazione, prevede una serie di azioni di lungo periodo, quali:

- miglioramenti delle tecnologie e processi di utilizzo finale (veicoli, residenziale, recupero dell'energia termica nei processi dell'industria, ecc.);
- prosecuzione degli interventi di ristrutturazione e isolamento degli edifici (dato l'elevato potenziale) e la sostituzione dei sistemi di generazione del calore con altri più efficienti (pompe di calore);
- aumento dell'elettrificazione degli utilizzi finali (con particolare riferimento al settore dei trasporti);

- contenimento dell'aumento di domanda di mobilità privata con misure e investimenti nella mobilità collettiva pubblica;

- minor fabbisogno termico richiesto dagli edifici nuovi, progettati e realizzati secondo criteri di maggiore eco-sostenibilità

Grazie alle sopraelencate azioni, si prevede un aumento dell'efficientamento energetico, rispetto allo scenario a politiche vigenti, che si traduce in una minore intensità energetica delle attività economiche nel tempo unitamente a una diminuzione dell'intensità di carbonio della domanda di energia.
Infatti, in conseguenza dell'attesa diminuzione dei costi di investimento prevista, il contributo delle FER elettriche continuerà a crescere fino al 2040 fino a raggiungere una quota di produzione pari a 244 TWh. Le fonti rinnovabili non programmabili, quali solare ed eolico, aumenteranno in maniera considerevole fino al 2030 anche grazie all'impego di sistemi di accumulo sia su rete che associati agli impianti di generazione stessi.

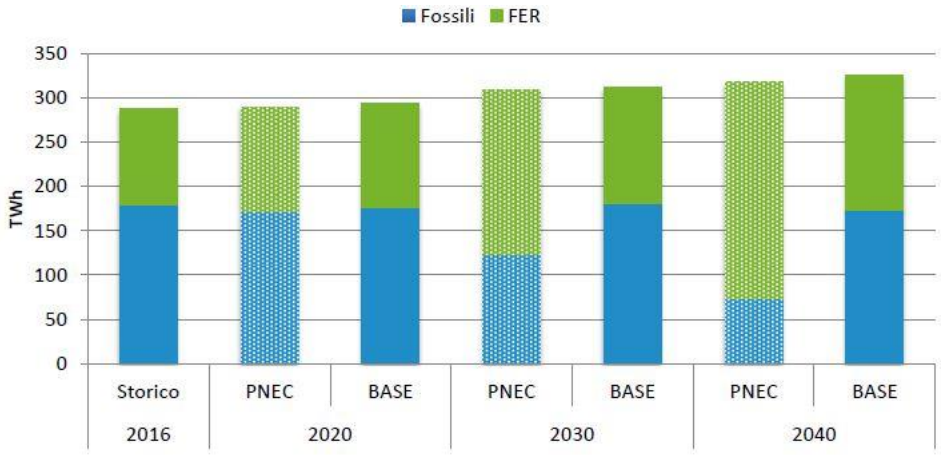

Figura 13 Evoluzione della generazione elettrica al 2040 - esclusa la generazione da pompaggi [6].

Con riferimento alle emissioni, di seguito si riporta l'andamento storico delle emissionidei consumi finali di energia nazionali e l'evoluzione attesa nello scenario PNEC (Figura 14).
È possibile osservare nel grafico riportato nella figura seguente che la forbice di circa tredici megatep tra le previsioni al 2014 negli scenari BASE e PNEC è ascrivibile per lo più alla contrazione auspicata nei consumi energetici relativi ai prodotti petroliferi e, in misura più contenuta, in quelli relativi ai gas.
Il gap tra i due scenari appare ancor più rilevante se si tiene conto del trend di aumento previsto per i consumi energetici da fonti rinnovabili che accompagna il decremento dei consumi relativi alle fonti energetiche "tradizionali".

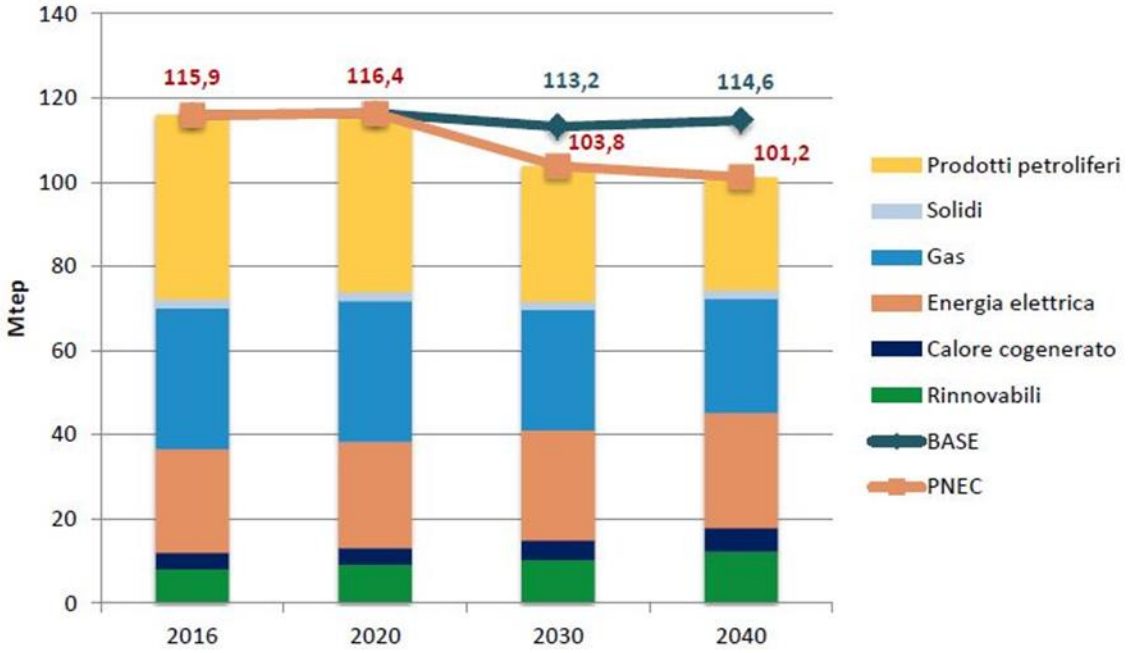

Figura 14 Evoluzione dei consumi finale per fonte al 2040 [6].

Infine, in Tabella 27 e Tabella 28 sono illustrate le evoluzioni previste dallo scenario PNEC per le emissioni nazionali di gas serra. Si evidenzia il dato relativo al contributo prevalente dell'industria e dei processi industriali alla riduzione delle emissioni prevista al 2030.

Tabella 27 Emissioni nazionali di gas serra e obiettivi europei (Mt CO2eq) – scenario PNEC [7].

	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Emissioni nazionali	520	581	504	433	406	358	328
Settori ETS		248	200	156	144	115	109
Settori ESD/ESR		330	301	274	260	241	216
Voli nazionali non soggetti a ETS		3	3	2	2	2	2
Obiettivi ESD/ESR *				304	291	243	221
Differenza rispetto agli obiettivi				-30	-31	-3	-5

*Obiettivo al 2020 come stabilito dalla Decisione ESD (*Effort Sharing* Decision) (UE) 2017/1471, obiettivo al 2030 come stabilito dal Regolamento ESR (*Effort Sharing* Regulation) (UE) pari a una riduzione del 33% delle emissioni rispetto al livello del 2005. L'obiettivo al 2025 è solo indicativo perché dipenderà dai livelli emissivi effettivamente registrati negli anni 2016-2018. Le emissioni di NF3 sono incluse negli obiettivi ESD/ESR post-2020.

Tabella 28 Emissioni di gas serra storiche fino al 2015 e secondo lo scenario PNEC disaggregate per settore (MtCO2eq) [7].

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
DA USI ENERGETICI, di cui:	**480**	**417**	**353**	**328**	**283**	**256**
Industrie energetiche	161	134	106	89	62	57
Industria	84	63	51	53	52	48
Trasporti*	128	115	106	98	95	82
Residenziale e commerciale	87	88	74	71	60	53
Agricoltura cons. energetici	9	8	8	8	7	7
Altro energia	11	10	8	8	8	8
DA ALTRE FONTI, di cui:	**101**	**87**	**80**	**78**	**75**	**72**
Processi industriali	47	36	32	32	30	29
Agricoltura coltivazioni e allevamenti	32	30	29	31	31	31
Rifiuti	22	20	19	16	14	13
TOTALE	**581**	**504**	**433**	**406**	**358**	**328**
Di cui soggetto a ESD/ESR	**330**	**301**	**274**	**260**	**241**	**216**

6. CONCLUSIONI

Nel presente documento si sono analizzate le prestazioni delle reti di distribuzione mediante la descrizione di opportuni indici (KPI), che permettono di classificare le reti in media tensione in funzione della loro rispondenza a:

- Qualità del servizio
- Carico
- Struttura
- Telecontrollo e Automazione
- Resilienza
- Componentistica

In definitiva, si può concludere che l' incremento della GD nelle reti, che nei prossimi anni sarà destinata ad un costante e progressivo aumento, costituisce un' importante opportunità per il DSO e allo stesso tempo per i possessori di impianti FER.
La condizione ottimale che si deve perseguire è quella di consentire il transito dell'energia, sia attiva che reattiva, in funzionamento normale e di poter interrompere il collegamento qualora insorgano condizioni di funzionamento anomale tanto nella rete pubblica quanto nella rete del produttore. La generazione distribuita può infatti, se non opportunamente regolamentata e gestita, causare problemi relativamente alla selettività e potere di richiusura degli interruttori, tematica fondamentale per la gestione in sicurezza delle reti elettriche.

Diversi sono gli aspetti da tenere in considerazione nel valutare gli impatti della GD sulla rete di distribuzione e quindi sull'attività del DSO. Dal punto di vista della pianificazione ed esercizio della rete, al fine di garantire il rispetto degli standard di qualità del servizio e affidabilità della rete, gli aspetti tecnici che devono essere valutati per la connessione di impianti di GD alle reti di distribuzione in MT e BT sono sia quelli relativi a problematiche

di tipo termico/elettrico, sia relativi alla gestione e conduzione della rete elettrica (tensione e frequenza). Per quanto riguarda, invece, il mercato dei servizi ancillari il DSO diventa facilitatore neutrale ai fini dell'approvvigionamento dei servizi globali messi a disposizione per la sicurezza del sistema nel suo complesso e acquirente di risorse per i servizi locali per le reti di distribuzione o porzioni di esse qualora ve ne sia l'esigenza.

Di seguito si riassumono i principali benefici:

- Per il DSO: Riduzione o posticipazione di classiche infrastrutture in favore di uno sfruttamento delle opportunità offerte dalla GD (partecipazione alla regolazione della rete, risoluzione delle congestioni in corrente della rete, beneficio sulla tensione).
- Per il DSO: riduzione delle perdite di energia in rete
- Per il DSO: nel caso di reti prossime alla saturazione della capacità di trasporto, riguarda la possibile riduzione delle interruzioni per sovraccarico dovuta alla presenza di generazione durante le ore di punta
- Per i prosumers: opportunità di poter fornire dei servizi ancillari che possano contribuire al miglioramento della qualità delle reti in cui sono connessi e nel contempo poter trarre anche dei vantaggi.
- Vantaggio per l' ambiente e per la comunità conseguente ad una attenta gestione sostenibile ottimizzata delle FER che possono pertanto dimostrare tutto il loro potenziale e contibuire ancor di più alla transizione energetica.

Infine sono stati riportati i risultati ottenuti a seguito di una dettagliata analisi mirata a identificare gli scenari energetici evolutivi di produzione da FER e di carico più idonei per il progetto ComESto. Per quanto riguarda il contesto europeo, il TYNDP 2018, elaborato da ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), è risultato il riferimento più idoneo per la presenza dello scenario Distributed Generation (DG), più coerente con le finalità delle azioni progettuali per l'enfasi sullo sviluppo decentrato e per la centralità attribuita ai prosumers. Mentre per quanto riguarda il contesto italiano, tra le due possibili soluzioni presenti nella PNIEC, per ridurre i margini di incertezza è stato scelto lo scenario "BASE", in cui, infatti, lo sviluppo del sistema energetico è analizzato considerando quelle che sono le politiche correnti.

7. BIBLIOGRAFIA

[1] «TYNDP 2018 Scenario Report».

[2] «PNIEC - Piano nazionale integrato per l'energia ed il clima».

[3] *ISTAT: EU Reference Scenario 2016.*

[4] *Eurostat: EU Reference Scenario 2016.*

[5] GSE.

[6] RSE.

[7] ISPRA.