

Impiego dei servizi ancillari forniti da risorse di energia distribuite per l'esercizio della rete di distribuzione

Relazione tecnica del progetto pilota

Sommario

1	Contesto di riferimento	3
1.1	Individuazione delle aree pilota del progetto EDGE.....	3
1.2	Esperienze internazionali analizzate	3
2	Definizioni.....	6
3	Individuazione dei servizi ancillari locali: obiettivi e caratteristiche	8
3.1	Obiettivi dei servizi ancillari locali	8
3.2	Caratteristiche e attributi dei prodotti.....	8
4	Analisi dello scenario per il progetto pilota.....	13
4.1	Definizione degli scenari di crescita	13
4.2	Individuazione del piano di espansione della rete	13
4.3	Valutazione dei costi.....	13
4.4	Valutazione dei benefici	14
4.5	Prospettive per una Cost Benefit Analysis completa	14
5	Identificazione dei servizi ancillari locali: fabbisogno nel progetto pilota	16
5.1	Analisi dei servizi sulle aree pilota.....	16
6	Coordinamento con Terna e altri DSO.....	23
7	Utilizzo di possibili finanziamenti europei in materia	24
8	Approvvigionamento dei servizi ancillari locali oggetto del pilota.....	26
8.1	Identificazione delle utenze che possono erogare servizi sulle reti pilota.....	26
8.2	Modalità di approvvigionamento - Regole piattaforma di mercato per contratti bilaterali.....	26

8.3	Regole tecnico-economiche per assegnazione gare	31
8.4	Regole per costruzione baseline, settlement e retribuzione dei servizi	32
8.5	Regole per contratti bilaterali fuori contrattazione tramite piattaforma di gara	38
9	Definizione KPI per valutare i risultati della sperimentazione	40
9.1	Indici atti a valutare l'efficacia delle procedure ad asta.....	41
9.2	Indici atti a valutare la capacità previsionale e di dimensionamento dei servizi	41
9.3	Indici atti a valutare le prestazioni dei fornitori	42
9.4	Riepilogo KPI.....	43
10	Attivazione dei servizi di flessibilità e ipotesi per ulteriori sperimentazioni.....	44
10.1	Modalità di attivazione dei servizi.....	44
10.2	Ipotesi di sperimentazione presso l'utenza di dispositivi funzionali all'erogazione di servizi (CCI/CE2G)	44
11	Allegato - Descrizione dello strumento di calcolo utilizzato	48
12	Allegato - Approfondimenti sui possibili contratti di connessione flessibile da definire al di fuori della procedura competitiva	51
13	Riferimenti	59

1 Contesto di riferimento

La crescente presenza di generazione distribuita e l'incremento di carichi ad alto contenuto energivoro nel settore dei trasporti e termico hanno evidenziato l'importanza strategica delle reti di distribuzione, la cui gestione diventa sempre più complessa per le problematiche di inversione di flusso, congestione di linee e regolazione di tensione.

Considerati gli scenari futuri, legati ai piani di sviluppo e ripresa economica nazionale (1) ed in generale alla transizione energetica in atto, al fine di garantire un'elevata qualità ed affidabilità del servizio, la rete di distribuzione richiederà notevoli investimenti in conto capitale. Tali investimenti potrebbero essere ridotti o rinviati ricorrendo alla flessibilità offerta dalle risorse distribuite presenti in rete (*Distributed Energy Resources - DER*) quali generatori, utenti consumatori (demand response), sistemi di accumulo e veicoli elettrici.

Valutare la validità dell'utilizzo delle DER per la gestione delle reti di distribuzione è un'operazione complessa, che richiede il confronto dei costi e dei benefici a lungo termine.

Il *Documento di Consultazione 322/2019* (2) dell'ARERA (DCO322 nel seguito) ha dato riconoscimento formale a nuovi ruoli delle imprese di distribuzione (nel seguito DSO) e in particolare al ruolo di acquirente di servizi ancillari locali, altresì denominati nel seguito *servizi di flessibilità*, intesi come servizi necessari per l'esercizio in sicurezza delle sole reti di distribuzione o porzioni di esse.

Con la *Deliberazione 352/2021* (3) ARERA ha istituito i progetti pilota per l'approvvigionamento da parte dei DSO di servizi ancillari locali, con l'obiettivo di identificare tipologia di servizi e fabbisogno in ottica prospettica, sperimentare le soluzioni più appropriate per l'approvvigionamento e valutare la relativa remunerazione.

La presente relazione tecnica illustra la proposta progettuale di e-distribuzione denominata ***EDGE "risorse di Energia Distribuite per la Gestione della rete di E-distribuzione"*** dando evidenza delle attività preliminari condotte e motivando le scelte effettuate.

1.1 Individuazione delle aree pilota del progetto EDGE

E-distribuzione ha condotto l'analisi e formulato le proposte contenute nel presente documento in collaborazione con il Consorzio Interuniversitario Nazionale per Energia e Sistemi Elettrici - EnSiEL (4) ; il perimetro di interesse del progetto pilota è stato individuato nelle reti alimentanti le province di Cuneo, Benevento, Foggia e Venezia. Queste sono state scelte in relazione all'evidenza della rapida evoluzione delle connessioni ed alla possibilità di sfruttare servizi di flessibilità (v. successivo esame del tipo di risorse distribuite, descritto al capitolo 4). Nel complesso, le aree selezionate racchiudono zone urbane di media e piccola dimensione, zone agricole, industriali e montane.

1.2 Esperienze internazionali analizzate

Nel panorama internazionale, sono diversi i paesi che hanno dimostrato interesse verso i mercati di flessibilità per servizi ancillari locali a supporto delle reti di distribuzione e che stanno portando avanti sperimentazioni su piccola e larga scala anche attraverso l'utilizzo di sandboxes regolatorie e piattaforme di mercato sperimentali.

Ad oggi il mercato più sviluppato è quello del Regno Unito: a partire dal 2018 è stato avviato un mercato della flessibilità a livello locale, gestito dai sei distributori.

I DSO hanno promosso gare ad evidenza pubblica su piattaforme di interfaccia e intermediazione di terze parti (in particolare la piattaforma PicloFlex (5)), con la stipula di contratti bilaterali.

I servizi richiesti sono finalizzati a far fronte, con aumento o riduzione di potenza attiva, alle situazioni di congestione previste (mediante prodotti cosiddetti ‘sustain/secure’) in particolari finestre temporali maggiormente critiche all’interno della stagione estiva ed invernale, o in risposta a guasti ed eventi non pianificati (prodotti ‘dynamic/restore’).

Il compenso per tali servizi è basato su una componente fissa per la disponibilità di modulazione di potenza (MW per ogni ora di disponibilità) più una componente variabile in base all’utilizzo effettivo (MWh di modulazione attivata); sono incluse penali qualora la risposta dell’Aggregato contrattualizzato non rispetti i tempi di disponibilità o non corrisponda alla quantità di modulazione richiesta.

Come tipologia di fornitori, l’analisi del mercato britannico mostra offerte di servizi di flessibilità basate su reti di ricarica dei veicoli elettrici, sistemi di accumulo, generazione distribuita e *demand side response*.

Un altro esempio di mercati di servizi ancillari locali, finalizzati a supportare la distribuzione, è presente in Francia, dove l’azienda di distribuzione Enedis nel 2019 ha lanciato un programma di trasformazione della pianificazione della rete per l’integrazione di flessibilità.

Nel 2020 sono stati pubblicati i primi bandi per servizi di flessibilità su cinque aree del territorio francese. Anche in questo caso ci si è basati sulla raccolta delle offerte economiche per la stipula di contratti bilaterali di flessibilità, tramite una piattaforma gestita da Enedis ed utilizzata anche per richiedere e raccogliere dichiarazioni di interesse da parte degli utenti, prima del lancio dei bandi.

Così come per il caso britannico, il compenso per i servizi previsti (risoluzione delle congestioni) è basato su una componente fissa per disponibilità e una componente variabile per utilizzo.

Il mercato di flessibilità organizzato da Enedis non ha riscosso molto successo: delle nove aste indette negli ultimi due anni soltanto una ha ricevuto offerte.

In particolare, a valle dell’ultima asta senza partecipanti del marzo 2021, Enedis ha indetto un appello (6) per raccogliere il contributo di tutte le parti interessate a migliorare la progettazione del mercato dei servizi locali di flessibilità.

Vengono avanzate proposte per la facilitazione degli aggregatori tramite segnalazione di disponibilità da parte di singoli utenti, e si prevede un piano per installare sistemi per l’osservabilità in real time su tutte le Risorse che erogano flessibilità, nonché l’introduzione di futuri meccanismi di coordinamento con i Gestori della rete di trasmissione (di seguito TSO) per la gestione del bilanciamento nel caso di risorse comuni ai due mercati. Inoltre, si evidenzia l’utilità di contattare preliminarmente i potenziali fornitori di servizi locali di flessibilità per promuovere le richieste di offerta, formulare contratti divisibili con potenza minima non troppo alta, mantenere la remunerazione per garanzia di capacità e un meccanismo di comunicazione preventiva dell’eventuale indisponibilità.

Nel 2021 Enedis ha lanciato anche il nuovo programma *REFLEX* (Renewable Energy FLEXibility) (7), sviluppato in una sandbox regolatoria, in due zone molto ampie (due distretti) della rete di distribuzione caratterizzate da sviluppo dinamico di nuove connessioni e nuovi impianti di produzione da fonte rinnovabile.

REFLEX mira ad ottimizzare il dimensionamento dei trasformatori di cabine primarie e secondarie e a ridurre i tempi necessari per la connessione di nuovi impianti di generazione rinnovabile. Tali obiettivi sono conseguiti attraverso la contrattualizzazione di servizi di flessibilità funzionali a garantire la produzione rinnovabile (soluzione preferita) o, in alternativa, qualora non si riuscisse ad avere un mercato di flessibilità locale con sufficiente volume di offerte, attraverso la possibilità di siglare un contratto di connessione

'flessibile'. Tale contratto consentirebbe l'allaccio immediato, salvo la possibilità di limitare la potenza di generazione, per una quantità ed un tempo tali da non superare il 6% dell'energia prodotta in un anno solare. Nell'ambito di questo progetto non è previsto il pagamento di alcuna quota fissa per la disponibilità, ma esclusivamente un pagamento della quota variabile funzione dell'energia non prodotta in risposta alla richiesta del gestore di rete.

Per quanto riguarda altri Paesi EU, in Olanda gli operatori di rete (TSO e DSO) nel 2019 hanno introdotto una piattaforma unificata (di coordinamento e cooperazione) per la gestione delle congestioni di rete chiamata *GOPACS* (8). All'interno di questa piattaforma gli operatori di rete comunicano dove e quando è prevista una congestione: in automatico *GOPACS* carica sulla piattaforma di mercato nazionale (ETPA) una richiesta di acquisto.

Al momento i volumi di energia scambiata a livello dei DSO non sono confrontabili con i volumi e la localizzazione dei servizi per il TSO, così come i prezzi, indicando una sostanziale separazione dei mercati. Nell'ultimo anno, si è comunque registrato un progressivo aumento dei servizi gestiti da *GOPACS* per la flessibilità a livello della rete di distribuzione.

Al di fuori del contesto europeo, alcuni DSO americani (ConEdison, PG&E e Hawaiian Electric) da alcuni anni sono incentivati a ricorrere a servizi di flessibilità locali '*Non-Wire Alternatives*' (NWA) per la risoluzione delle congestioni di rete senza ricorrere o posticipando i tradizionali investimenti per il potenziamento della rete.

Anche in tal caso ciascun distributore utilizza una propria piattaforma per la stipula di contratti bilaterali della durata massima di dieci anni per l'attivazione dei servizi laddove si presenti la necessità.

2 Definizioni

All'interno della presente relazione tecnica valgono le seguenti definizioni, indicate all'art.1 dello Schema di Regolamento:

- a. Aggregato Qualificato: si intende una Risorsa Registrata o un aggregato di Risorse Registrate che presenta tutte le caratteristiche di seguito elencate:
 - è conforme ai requisiti tecnici minimi definiti nell'Allegato 2 per la specifica gara per la contrattualizzazione dei Servizi Ancillari Locali;
 - associa un insieme di POD che dispongono di un'Apparecchiatura di Misura per cui è attiva la Misura su Base Oraria o che comunque consente ad e-distribuzione di rilevare il dato di misura orario;
 - è compresa/o nel Perimetro di Flessibilità definito per la specifica gara per la contrattualizzazione dei Servizi Ancillari Locali;
 - ha superato le prove tecniche di qualifica di cui all'Allegato 3.
- b. Apparecchiatura di Misura: indica l'insieme delle apparecchiature necessarie per garantire l'effettuazione delle misure e l'acquisizione dei dati di misura di potenza ed energia elettrica da parte del gestore di rete competente, ai sensi del Testo Integrato Misura Elettrica – TIME emanato da ARERA.
- c. Balance Responsible Party (BRP): indica il soggetto definito ai sensi dell'articolo 2(14) del regolamento 2019/943, responsabile della programmazione per ciascun punto di dispacciamento nella propria titolarità, nonché degli sbilanciamenti ad esso associati.
- d. Balance Service Provider (BSP): indica l'Operatore Economico responsabile dell'erogazione dei Servizi Ancillari Locali in favore di e-distribuzione per effetto della sottoscrizione del Contratto che, allo scopo, si avvale di unità di Risorse Abilitate.
- e. Baseline: indica la ricostruzione dell'andamento dell'energia immessa o prelevata in situazione indisturbata della Risorsa abilitata ad un Servizio Ancillare Locale, ai fini della determinazione della variazione operata dal BSP in esecuzione del Contratto.
- f. Contratto: indica il contratto tra il BSP e e-distribuzione, sottoscritto a seguito dell'aggiudicazione della gara per la fornitura dei Servizi Ancillari Locali, predisposto in conformità allo standard contrattuale di cui all'Allegato 7 del Regolamento.
- g. Fornitore Validato: indica l'Operatore Economico validato da e-distribuzione, a seguito delle verifiche sulla base della documentazione elencata all'Allegato 5.
- h. Impresa Registrata: indica l'Operatore Economico registrato sul Portale Picoflex ai sensi del paragrafo 5.1 del Regolamento.
- i. Misura su Base Oraria: indica le rilevazioni effettuate su base quartoraria dall'Apparecchiatura di Misura per la misura dell'energia elettrica assorbita e/o prodotta.
- j. Operatore Economico: indica il soggetto che, in base alla regolazione e normazione vigente, può fornire i Servizi Ancillari Locali. In via esemplificativa e non esaustiva possono essere Operatori Economici i clienti attivi, le comunità energetiche dei cittadini, le comunità di energia rinnovabile, i partecipanti al mercato come definiti

dall'articolo 3 del D.Lgs. n. 210 del 8 novembre 2021, anche attraverso un soggetto aggregatore;

- k. Perimetro di Flessibilità: indica la porzione della rete elettrica di distribuzione, identificata univocamente da un insieme di POD, in cui si richiede il Servizio Ancillare Locale e a cui le Risorse devono appartenere affinché possano essere qualificate e partecipare alla gara per la relativa fornitura.
- l. Codice POD: indica il punto di connessione ovvero il punto fisico in cui l'energia viene immessa in rete o consegnata al cliente finale, identificato da un codice alfanumerico (composto da 14 o 15 caratteri).
- m. Portale Picloflex: indica la piattaforma software gestita dalla società inglese Open Utility Ltd, per la gestione delle gare indette da e-distribuzione per l'individuazione dei BSP con cui sottoscrivere i Contratti per la fornitura di Servizi Ancillari Locali.
- n. Potenza Disponibile: indica la massima potenza assorbibile in un POD senza che il cliente finale sia disalimentato ovvero disponibile al punto di immissione di un impianto di generazione.
- o. Risorsa: indica un'utenza, definita dalle caratteristiche indicate nell'Allegato 1, connessa alla rete di e-distribuzione e costituita da:
 - unità di produzione e/o
 - unità di consumo, escluse quelle che prestano il servizio di interrompibilità per il gestore della rete di trasmissione nazionale, e/o
 - unità di accumulo, "stand alone", funzionali alla mobilità elettrica o abbinate a unità di produzione e/o a unità di consumo, e/o
 - sistemi di ricarica veicoli elettrici, sia in modalità V1G che V2G.
- p. Risorsa abilitata: è la risorsa di cui il BSP si avvale per l'erogazione dei Servizi Ancillari Locali in favore di e-distribuzione a seguito della sottoscrizione del Contratto;
- q. Risorsa Registrata: è la Risorsa registrata nella Piattaforma Picloflex da parte dell'Impresa Registrata.
- r. Servizi Ancillari Locali: indica i servizi ancillari locali previsti nel Progetto Pilota consistenti nella risoluzione delle congestioni ovvero nella modulazione dei profili di scambio ai fini del rispetto dei vincoli della rete di distribuzione in condizioni di normale funzionamento o riconfigurata in seguito ad eventuali guasti.
- s. Settlement: indica la differenza tra la Baseline e la Misura su Base Oraria registrata dall'Apparecchiatura di Misura nel POD e rappresenta la misura del Servizio Ancillare Locale fornito in risposta alla richiesta di attivazione.

3 Individuazione dei servizi ancillari locali: obiettivi e caratteristiche

3.1 Obiettivi dei servizi ancillari locali

Un servizio di flessibilità locale si configura come una modulazione (*re-profiling*) “*a salire*” o “*a scendere*” della potenza attiva e/o reattiva scambiata con la rete da una risorsa connessa alla stessa (per tramite del fornitore del servizio di flessibilità - *BSP*).

È possibile classificare i servizi ancillari locali, secondo le seguenti categorie:

- i. Regolazione della potenza attiva, al fine di rispettare i vincoli della rete di distribuzione sia in condizioni di regolare esercizio sia a seguito di riconfigurazioni causate da guasti e/o lavori programmati
- ii. Regolazione della potenza reattiva, al fine di rispettare i vincoli della rete di distribuzione sia in condizioni di regolare esercizio sia a seguito di riconfigurazioni causate da guasti e/o lavori programmati;
- iii. Servizi emergenziali, al fine di ripristinare l’alimentazione in fase di gestione di condizioni/eventi emergenziali

E-distribuzione (ED nel seguito) focalizzerà il progetto pilota sui servizi di **regolazione della potenza attiva**, ai fini del rispetto dei vincoli della rete di distribuzione **sia in condizioni di normale funzionamento che di riconfigurazioni causate da guasti e/o lavori programmati** (primo punto in elenco).

Le esigenze di servizi di flessibilità sono state definite tramite un processo, svolto da ENSIEL, di analisi della rete di e-distribuzione e di definizione degli scenari di evoluzione dei carichi e della generazione distribuita nell’orizzonte 2023, al fine di avere una valutazione preliminare realistica delle problematiche attese nelle aree geografiche di interesse del progetto e dei servizi ancillari locali utili a superarle.

Tale processo di valutazione verrà replicato, prima dell’avvio della fase di approvvigionamento, considerando la configurazione della rete, le richieste di connessione e lo storico delle curve di carico aggiornate al periodo di effettiva attuazione del pilota e selezionando le porzioni di rete considerate critiche nell’orizzonte temporale di sviluppo dello stesso e quantificandone più propriamente le esigenze in servizi ancillari locali.

Tali esigenze sono qualificate mediante valori caratteristici (*attributi*) dei servizi di flessibilità da approvvigionare, senza indicazioni selettive riguardo le caratteristiche tecniche delle risorse candidabili (**principio di neutralità tecnologica**).

Pertanto, i servizi potranno essere erogati da qualsiasi risorsa, considerata singolarmente o in maniera aggregata (Aggregato Qualificato), connessa alla rete di distribuzione nel “**Perimetro di Flessibilità**” (PF nel seguito).

Scopo del progetto pilota è, tra gli altri, verificare ed affinare i parametri di valutazione degli strumenti di pianificazione di medio-breve termine disponibili ai DSO e determinarne la più opportuna frequenza di aggiornamento.

3.2 Caratteristiche e attributi dei prodotti

Il progetto pilota si pone l’obiettivo di razionalizzare l’insieme di servizi ancillari locali utili ai DSO, in modo da suggerire un possibile catalogo univoco.

Tramite tale catalogo, ED intende definire in maniera ampia i parametri caratteristici dei suddetti servizi (gli attributi che definiscono il “*prodotto*” di flessibilità da approvvigionare) onde consentirne uno sviluppo dinamico in base alle diverse esigenze e alla loro evoluzione.

In Figura 1 e Tabella 1 è descritto dettagliatamente il modello di prodotto, ossia l’insieme degli attributi utili a definire in maniera esaustiva il servizio da contrattualizzare¹, secondo le più recenti convenzioni europee, in un’ottica futura e di ampio respiro.

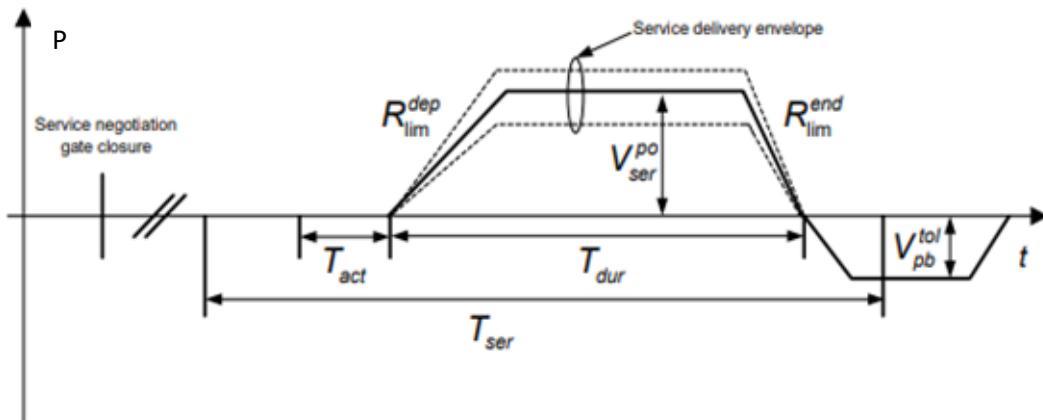


Figura 1- Caratteristiche di un prodotto di flessibilità

Tabella 1 - Attributi dei prodotti di flessibilità

Attributo	Unità di misura	Descrizione
Modalità di attivazione (Automatica o Condizionale)	-	Automatica: l’attivazione automatica viene eseguita automaticamente durante il periodo di validità contrattualizzato. Condizionale: l’attivazione manuale è fatta a richiesta del DSO (con l’invio dell’ordine di attivazione) I servizi possono essere: Programmati: servizi con finestra temporale di attivazione definita contrattualmente Condizionali: servizi resi disponibili nella ‘finestra di disponibilità’ definita contrattualmente, per poter essere attivati all’occorrenza

¹ La Tabella 1 tiene conto di quanto indicato nel *Topic 6 – Common List of Attributes for flexibility products* – del documento JTF TSO-DSO “Roadmap on the Evolution of the Regulatory Framework for Distributed Flexibility” - Giugno 2021 (28).

Quantità (Minima e massima)	[W/VAR]	La variazione di potenza determinata rispetto alla Baseline, da raggiungere al termine del tempo di attivazione e da mantenere per la Durata della Fornitura La variazione può essere "a salire" o "a scendere"
Finestra di disponibilità	[h/gg/sett/mese]	Il periodo di tempo in cui il provider contrattuale è disponibile a fornire il servizio. Definisce l'arco temporale, i mesi/giorni della settimana e le ore nelle quali il fornitore potrà essere chiamato ad offrire il servizio di flessibilità contrattualizzato (per prodotti con modalità di attivazione Condizionale)
Periodo di Preparazione	[minuti]	Il periodo tra l'ordine di attivazione del DSO e l'inizio del periodo di rampa
Periodo di rampa (massimo)	[minuti]	Il periodo durante il quale la potenza cambia dal valore iniziale (baseline), fino al raggiungimento della quantità richiesta
Tempo di attivazione (minimo)	[minuti]	Il periodo tra l'ordine di attivazione da parte del DSO e il raggiungimento del livello di variazione di potenza pari alla 'Quantità' richiesta (Periodo di preparazione + Periodo di rampa)
Durata della fornitura (Massima e minima)	[minuti]	Durata della fornitura del servizio, periodo durante il quale è richiesto il mantenimento della potenza al livello raggiunto a seguito della variazione pari alla 'Quantità' richiesta
Periodo di disattivazione (massimo)	[minuti]	Il periodo durante il quale la potenza cambia fino a tornare al valore iniziale (baseline)

Tempo di recupero (minimo)	[minuti]	Durata tra la conclusione dell'erogazione del servizio e l'inizio della successiva erogazione di servizio
Scorporamento/ divisibilità	[Si/No]	La possibilità per il DSO di utilizzare solo una parte del prodotto contrattualizzato, sia in termini di Quantità (attivazione della potenza) che di Periodo di consegna (durata temporale)
Confini di consegna (Minimo e Massimo)	-	Range intorno alla Quantità in caso si ammetta un margine di imprecisione (oltre quella implicita nel sistema di misura delle prestazioni e richiamata nel contratto)

L'esito del processo di valutazione preliminare svolto da ENSIEL (descritto nei paragrafi successivi) ha consentito di determinare le criticità di rete attese e la relativa probabilità di accadimento (sia in condizioni di guasto sia con la rete esercita in assetto standard).

Sulla base di tale analisi, **ED ha valutato l'opportunità di impostare il progetto su servizi ancillari locali con modalità di attivazione “condizionale”.**

I contratti saranno dunque basati su un accordo di disponibilità siglato *ex-ante* che permetterà a ED di chiedere al BSP di erogare il servizio al manifestarsi delle condizioni di criticità sulla rete.

Alcuni degli attributi elencati in Tabella 1 non si ritengono necessari **nell’ambito del presente progetto pilota, per il cui scopo si stimano necessari e sufficienti quelli elencati in Tabella 2 e rappresentati in Figura 2.**

L'esperienza consentirà di verificare l'opportunità di definire ulteriori attributi, ad integrazione di quelli previsti in sede di prima applicazione.

Tabella 2 - Attributi dei prodotti di flessibilità ED

Attributo	Descrizione
Quantità	Variazione di potenza attiva massima e minima che può essere richiesta ‘a salire’ o ‘a scendere’ (determinata rispetto alla Baseline e da mantenere per la Durata della Fornitura)
Finestra di disponibilità	Arco temporale (espresso in mesi / giorni / ore) nelle quali può essere richiesta l'erogazione del servizio

Tempo di attivazione	Arco temporale minimo intercorrente tra la richiesta di erogazione del servizio (ordine di attivazione) da parte di e-distribuzione e l'erogazione del servizio (raggiungimento del livello di variazione di potenza pari alla 'Quantità' richiesta)
Tempo di rampa (opzionale)	Durata massima della variazione di potenza per raggiungere la Quantità richiesta, a partire dalla Baseline
Durata della fornitura	Durata minima e massima per cui può essere chiesta l'erogazione del servizio (mantenimento della potenza al livello raggiunto a seguito della variazione pari alla 'Quantità' richiesta)
Periodo di recupero	Durata minima del periodo tra la conclusione dell'erogazione del servizio e l'inizio della successiva erogazione di servizio

ED ha valutato di introdurre i seguenti parametri validi per ciascun prodotto contrattualizzarsi nell'ambito del presente pilota:

La **Quantità minima** pari a 25 kW

La **Durata minima** della fornitura pari a 15 minuti

Il **Tempo di Attivazione** pari a 60 minuti

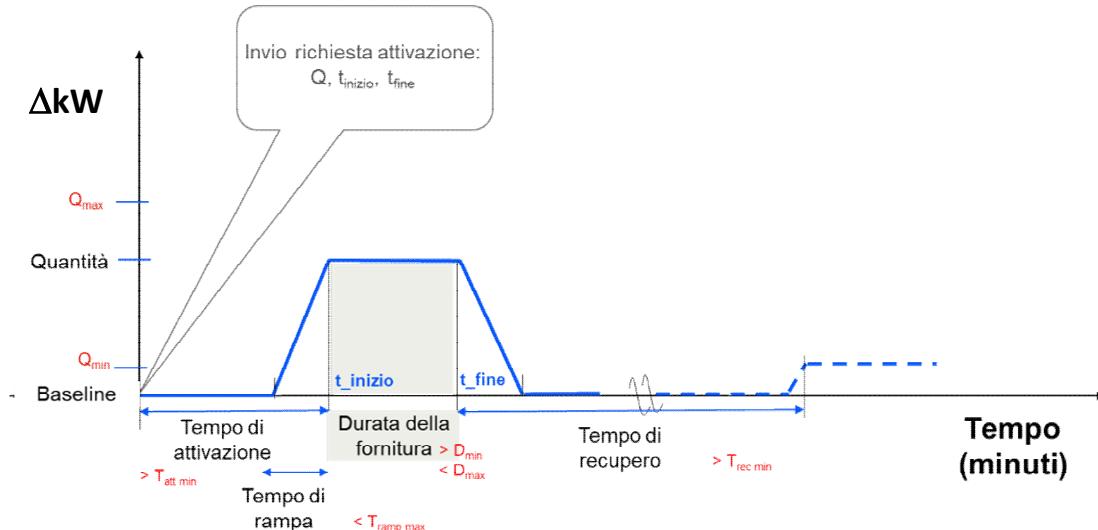


Figura 2 - Caratteristiche di un prodotto di flessibilità di ED

4 Analisi dello scenario per il progetto pilota

La procedura di seguito rappresentata, applicata in sede di valutazione preliminare per la previsione e l'analisi dello scenario atteso nelle aree del progetto pilota EDGE, è caratterizzata dalle fasi descritte nei seguenti paragrafi; i dati di input, come detto in precedenza, saranno aggiornati al periodo di effettiva attuazione del pilota immediatamente prima dell'avvio della fase di approvvigionamento dei servizi.

L'analisi ha fatto riferimento alle porzioni di rete selezionate come potenzialmente critiche sulla base dell'esperienza e delle previsioni di sviluppo. In particolare, le valutazioni numeriche hanno riguardato un campione significativo delle reti di distribuzione afferenti alle province di Cuneo, Benevento e Foggia, pari al 41% delle Cabine Primarie (31 CP su 73) e al 59% dei feeder MT sul territorio (607 su 1024), più una Cabina Primaria della provincia di Venezia.

I calcoli di rete per l'individuazione delle criticità previste, su cui dimensionare i prodotti di flessibilità (ovvero la definizione dei servizi ancillari locali per quantità e finestra temporale di disponibilità) o il set minimo di investimenti integrativi necessario nel periodo esaminato, sono eseguiti tramite il software di pianificazione descritto nell'Allegato 11.

4.1 Definizione degli scenari di crescita

Sono stati costruiti scenari di sviluppo coerenti gli obiettivi europei e nazionali per la transizione energetica (9) nell'orizzonte di fine 2023 e con particolare riferimento alla crescita della produzione di energia elettrica da fotovoltaico, della elettrificazione dei trasporti e per riscaldamento. La previsione di crescita della domanda di energia elettrica è stata comunque mitigata dall'aumento dell'efficienza negli usi finali.

4.2 Individuazione del piano di espansione della rete

È stato considerato il *Piano di Sviluppo annuale e pluriennale delle Infrastrutture di E-Distribuzione* (10), già approvato per il triennio 2021-2023, in maniera da includere tutti gli interventi pianificati il cui completamento è previsto entro la fine del 2023.

4.3 Valutazione dei costi

In risposta alle criticità individuate, è stata dapprima considerata la strategia tradizionale di sviluppo della rete basata esclusivamente sul rinforzo della stessa (approccio "*Fit&Forget*"). Come alternativa, è stata considerata la strategia "*no network solutions*" basata sulla possibilità di ricorrere ai servizi ancillari locali. Infine, sono stati confrontati i costi associati alle suddette opzioni: l'investimento nel rinforzo della rete (CAPEX), il pagamento dei servizi per la flessibilità e il valore delle perdite per effetto Joule (OPEX).

Per ogni soluzione, sono stati calcolati i CAPEX e gli OPEX attualizzati nel periodo esaminato (tre anni).

La valorizzazione dell'investimento è basata sul *Net Present Value* (NPV) calcolato con riferimento alla vita utile degli asset.

Riguardo al pagamento dei servizi di flessibilità, la valorizzazione è stata calcolata sulla base di un meccanismo binomio che contempla sia la quota di capacità messa a disposizione (quota in potenza – nel testo indicata come "*prezzo per disponibilità*") sia la quota per il suo effettivo utilizzo (quota in energia - nel testo indicata come "*prezzo per utilizzo*").

I valori delle due componenti ("disponibilità" e "utilizzo") adottati per la valutazione hanno tenuto a riferimento i dati storici del mercato italiano (in particolare i valori del prezzo dell'energia e dei premi delle ultime aste per l'approvvigionamento a termine UVAM). È stata condotta un'analisi di sensitività al fine di

rilevare, per ciascun PF e ciascun servizio, i costi limite delle due componenti che rendono ancora conveniente l'utilizzo della flessibilità rispetto all'opzione '*Fit&Forget*' nel periodo di pianificazione.

Per i servizi relativi alla regolazione di tensione con variazione di potenza reattiva non dovrebbe essere prevista alcuna remunerazione, fintantoché la prestazione richiesta alla Risorsa sia limitata a quanto previsto dalla normativa tecnica come requisito di connessione e in particolare stabilito nell'ambito della norma *CEI 0-16* (11). Pertanto, come meglio indicato nel capitolo 5, le analisi sono state effettuate ipotizzando, almeno in una prima fase, di non fare ricorso a prodotti remunerati basati sulla potenza reattiva in quanto questi potrebbero non essere disponibili, soprattutto nel periodo di avvio della sperimentazione.

Per quanto concerne la valorizzazione delle perdite si è preferito computarla sulla base del prezzo medio dell'energia; in tal modo il valore delle perdite stesse viene considerato nei costi, anche se la loro entità è inferiore ai livelli convenzionali stabiliti dalla regolazione nazionale (12).

4.4 Valutazione dei benefici

Il beneficio associato è stato calcolato come differenza tra il caso base, rappresentato dal modello di pianificazione attuale "*Fit&Forget*", e l'alternativa basata sull'approvvigionamento dei servizi di flessibilità locale.

L'analisi di sensitività sulle componenti del costo del servizio di flessibilità, basata sulla valutazione preliminare delle esigenze, ha evidenziato che i costi potranno assumere valori all'interno di intervalli abbastanza ampi, dipendenti dal tipo di servizio e dal PF.

Rispetto ai casi di pianificazione secondo il classico schema "*Fit&Forget*" si stima, nel complesso del sito pilota (intendendo come "sito pilota" l'aggregato di tutte le province) e nell'orizzonte temporale della sperimentazione, un significativo risparmio sui CAPEX che si riduce considerando i costi (OPEX) legati alle perdite per effetto Joule ed all'approvvigionamento dei servizi sulla base di contratti a doppia componente di prezzo.

4.5 Prospettive per una Cost Benefit Analysis completa

La necessità di eseguire una Cost Benefit Analysis (CBA) per un confronto tra rafforzamento strutturale e utilizzo dei servizi di flessibilità, relativamente alla pianificazione dello sviluppo delle reti, deriva dall'attuale quadro normativo europeo, in particolare dall'*Electricity Directive 944/2019* (art. 32) (13). Essa sancisce che i gestori del sistema di distribuzione siano in grado di acquisire i servizi di flessibilità promuovendo l'adozione di misure di efficienza energetica, laddove tali servizi alleggeriscano, in modo efficace rispetto ai costi, la necessità di potenziare o sostituire infrastrutture di rete e sostengano il funzionamento efficiente e sicuro del sistema di distribuzione.

In questo contesto, il progetto pilota di ED potrà essere utile come campo di prova per l'impostazione della modalità di valutazione dei costi, dei benefici e degli svantaggi legati all'utilizzo della flessibilità, per ciascun prodotto definito nel capitolo 3.

La valutazione del valore dei servizi ancillari locali è eseguita da ENSIEL, come illustrato nei paragrafi precedenti, in tale contesto e per la finalità del pilota è stato ritenuto sufficiente un confronto tra costi diretti. Nell'ottica di una futura pianificazione di lungo periodo che tenga conto dell'alternativa offerta dai servizi ancillari locali, saranno sicuramente da considerare tutti i parametri qui elencati:

- costo diretto per il pagamento dei servizi ancillari locali (parte fissa, funzione della capacità da rendere disponibile, e parte variabile, funzione delle ore di attivazione stimate nel periodo);
- costo dell'investimento per il potenziamento delle infrastrutture di rete;

e, per ciascuna delle alternative:

- qualità del servizio (impatto atteso sugli indicatori e relativi premi/penali);
- perdite di rete (relativi premi/penali);
- attualizzazione dei costi nell'orizzonte temporale di pianificazione di medio-lungo termine (legato al periodo di ammortamento degli investimenti e al cash flow dei servizi da contrattualizzare).

In aggiunta potrebbero essere considerati, per ciascuna alternativa, i costi indiretti delle emissioni di gas serra ed altri parametri di natura ambientale, definendo modalità di stima di tali costi oggettive e comprensive degli effetti sull'intero sistema elettrico, essendo questi associabili alle forniture di terzi e alla capacità di veicolare produzione rinnovabile distribuita.

Gli output attesi dalla CBA sono *tipologia* e *quantità* di servizi ancillari locali che risultano convenienti nell'orizzonte temporale stabilito ed il relativo budget economico per l'acquisto dei suddetti servizi da introdurre nella pianificazione dello sviluppo delle reti di medio-lungo periodo.

Infine, è opportuno segnalare che la suddetta CBA si inserisce in un contesto regolatorio futuro, nel quale opererà il DSO, che potrà prevedere meccanismi di incentivazione dell'utilizzo dei servizi ancillari locali (come previsto dall'*Electricity Directive 944/2019* (13)) e la progressiva adozione dell'approccio di *Regolazione per Obiettivi di Spesa e di Servizio* (ROSS) – introdotto dall'ARERA con il documento di *Consultazione 683/2017/R/eel* (14) e successivamente delineato attraverso la *Deliberazione 271/2021/R/COM* (15) e i documenti di *Consultazione 615/2021/R/COM* (16), 317/2022/R/com e 655/2022/R/com (17) - precedentemente denominato TOTEX.

5 Identificazione dei servizi ancillari locali: fabbisogno nel progetto pilota

5.1 Analisi dei servizi sulle aree pilota

L'esame delle porzioni di rete MT selezionate nelle aree del progetto pilota indicate in premessa al capitolo 4 (nel seguito 'sito pilota'), nello scenario di valutazione preliminare descritto nel precedente paragrafo, ha individuato criticità legate alla violazione dei vincoli in linee MT.

I servizi di flessibilità considerati sono classificabili nel seguente modo:

- **Servizio Regolazione potenza attiva 'cong_o'** relativo alla risoluzione delle congestioni in condizioni di regolare esercizio della rete;
- **Servizio Regolazione potenza attiva 'cong_g'** relativo alla risoluzione delle congestioni a seguito di riconfigurazioni della rete causate da guasti;
- **Servizio Regolazione potenza attiva 'regV_o'** relativo alla modulazione dei profili di scambio in condizioni di regolare esercizio della rete;
- **Servizio Regolazione potenza attiva 'regV_g'** relativo alla modulazione dei profili di scambio a seguito di riconfigurazioni della rete causate da guasti.

Nel ribadire che i termini della valutazione saranno aggiornati al periodo di effettiva attuazione del pilota, immediatamente prima dell'avvio della fase di approvvigionamento dei servizi, per ottenere un dimensionamento più preciso delle esigenze di servizi ancillari locali, si ritiene che i valori riferiti di seguito rappresentino una valutazione preliminare utile a rappresentare qualitativamente e quantitativamente il fabbisogno di servizi ancillari locali che verranno approvvigionati ai fini del pilota.

In Figura 3, distintamente per area geografica (Benevento, Foggia, Cuneo, Venezia) e complessivamente nel sito pilota, si riporta l'occorrenza percentuale dei quattro servizi ancillari sopra identificati rispetto al totale delle criticità previste. La figura evidenzia come la necessità di modulazione dei profili di scambio per regolazione della tensione sia dominante; dalla medesima si nota inoltre che i servizi richiesti in condizione di rete non ordinarie sono pari ad oltre il 60%.

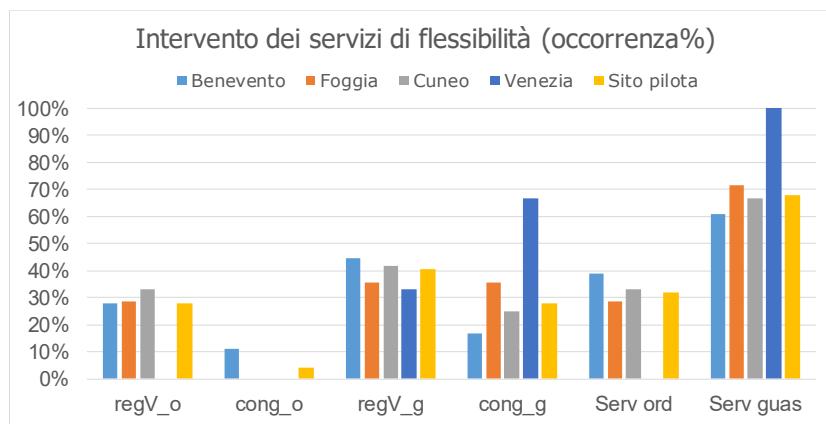


Figura 3 - Occorrenza dei servizi di flessibilità

Il grafico appena presentato, prodotto a valle delle analisi eseguite sul sito pilota, dà evidenza di quali servizi di flessibilità siano maggiormente necessari a mitigare le criticità della rete nell'attuale scenario. È altresì essenziale definire quando (in che giorni e mesi dell'anno) tali servizi si rendano necessari. A tal fine, nel grafico di Figura 4 si riporta, per l'area di Benevento, l'occorrenza di tutti i servizi nei diversi trimestri dell'anno (Q1-Q2-Q3-Q4, secondo il termine inglese "quarter") e nelle diverse fasce orarie del giorno (suddiviso in intervalli di 6 ore, riferendo quindi T1 all'intervallo 0-6, T2 all'intervallo 6-12 e così via). In questo caso si prevede una maggiore necessità di servizi di flessibilità durante il primo trimestre dell'anno (periodo invernale), prevalentemente associati a cadute di tensione nelle ore serali e notturne.

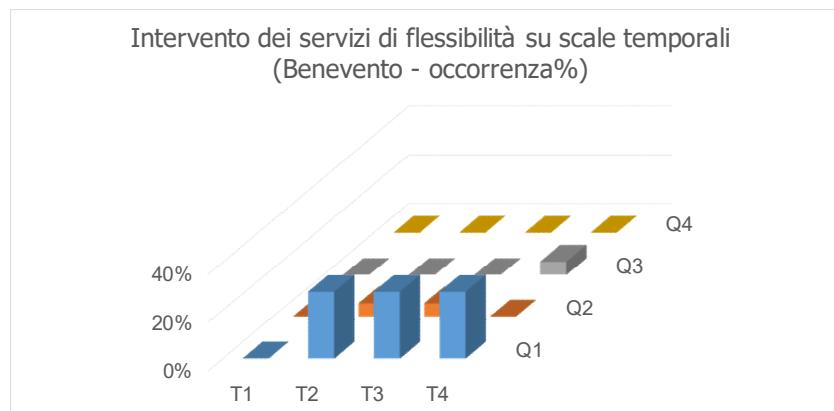


Figura 4 - Occorrenza temporale dei servizi di flessibilità-Benevento

Stessa previsione è riscontrabile per la porzione di rete esaminata nell'area di Venezia, dove i servizi di flessibilità sono richiesti durante il primo trimestre dell'anno (periodo invernale), associati ad eventi di violazione che accadono nelle ore serali e notturne.

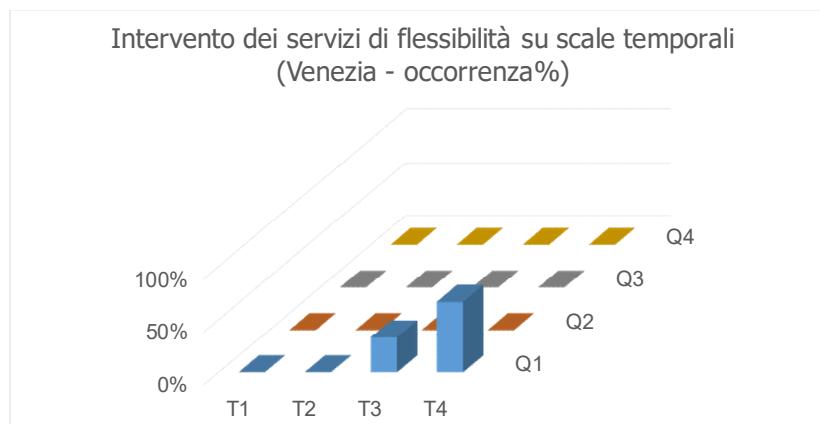


Figura 5 - Occorrenza temporale dei servizi di flessibilità-Venezia

Analoghi grafici di occorrenza dei servizi di flessibilità sono riportati in Figura 6 ed in Figura 7, rispettivamente per le aree di Foggia e Cuneo. In queste zone si prevede la necessità di approvvigionamento di servizi principalmente durante il secondo e terzo trimestre dell'anno (periodo primaverile/estivo), associabili ad eccessi di produzione fotovoltaica nelle ore centrali della giornata.

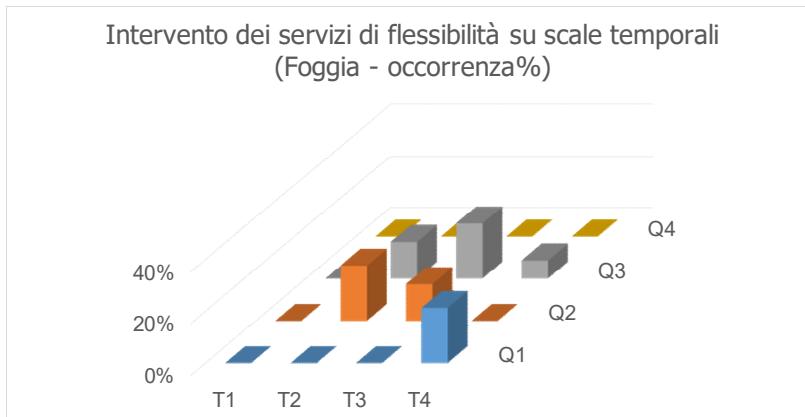


Figura 6 - Occorrenza temporale dei servizi di flessibilità-Foggia

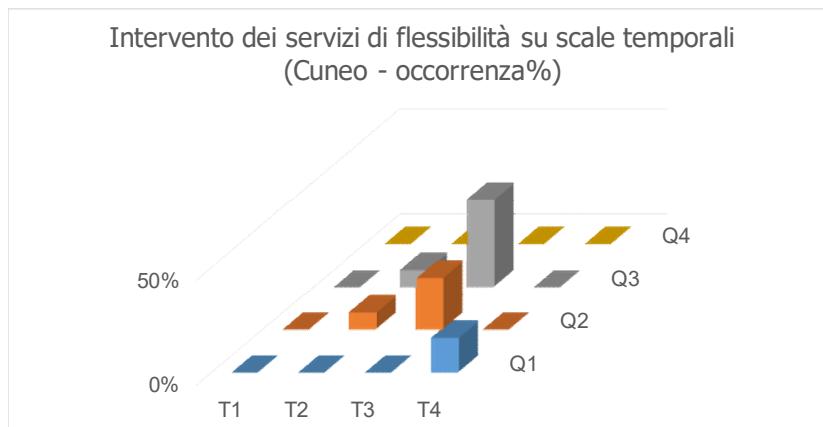


Figura 7 - Occorrenza temporale dei servizi di flessibilità-Cuneo

In condizioni di rete guasta il tempo di attivazione dei servizi di flessibilità dovrebbe essere nettamente ridotto rispetto alle condizioni di normale esercizio della rete, quando le criticità sono prevedibili con maggiore anticipo.

Al verificarsi di un evento interruttivo causato da un guasto, si attivano infatti tutte le procedure finalizzate alla selezione e individuazione dello stesso ed alla immediata riconfigurazione della rete. Tale sequenza di azioni richiede un tempo di esecuzione stimabile in 10-15 minuti, intervallo in cui sarebbe utile aver attivato servizi di flessibilità nel caso di criticità presenti nella rete riconfigurata.

Considerato che la maggior parte dei servizi di flessibilità che si prevede debbano essere richiesti in condizioni di guasto, ha una durata superiore ad un'ora, **un tempo di attivazione tra i 30 e i 60 minuti risulterebbe funzionale alla gestione e risoluzione della criticità di rete.**

In Figura 8 si riportano tali occorrenze nelle tre aree incluse nel sito pilota: gli interventi con durata multioraria sono generalmente superiori all'80%; nell'area di Venezia tale occorrenza è limitata al 60% ma, come indicato in precedenza, in tal caso ci si riferisce all'analisi di una sola Cabina Primaria.

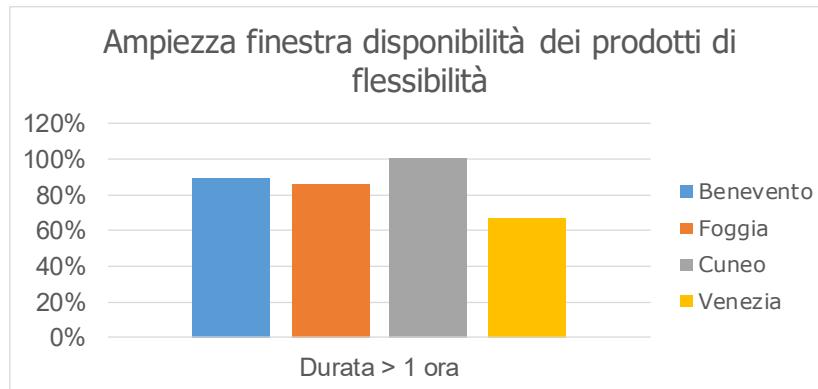


Figura 8 - Percentuale di servizi di flessibilità con durata superiore all'ora

Con riferimento al tema della durata dei servizi, in Figura 9 si riporta la **distribuzione per classi orarie dei vari interventi** di flessibilità (**Durata Richiesta nel Perimetro di Flessibilità**). Il grafico evidenzia che la durata media degli interventi è compresa tra 2 e 3 ore, mentre gli interventi più lunghi (meno frequenti, solo il 5% dei casi) arrivano fino a 6 ore.

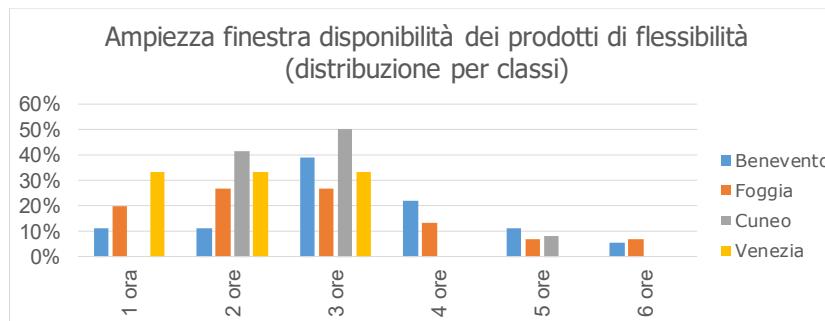


Figura 9 - Durata Richiesta nel Perimetro di Flessibilità - Distribuzione per classi orarie

Un'ulteriore informazione utile alla definizione del fabbisogno dei servizi ancillari locali riguarda la valutazione delle quantità (**Quantità richiesta nel perimetro di flessibilità**) in termini di **potenza attiva**, tenendo conto sia dei prodotti utili per il servizio “a scendere” sia “a salire”) necessarie a risolvere le violazioni previste nella rete del sito pilota.

Per i servizi di flessibilità con variazione di potenza attiva “a salire” si riporta una distribuzione per classi di potenza in Figura 10. In Figura 11 sono sintetizzati i valori di potenza medi previsti per singolo servizio.

I risultati evidenziano come le quantità previste siano relativamente piccole, in media 100 kW mentre in pochissimi casi si ha bisogno di potenze maggiori di 200 kW (Figura 11).

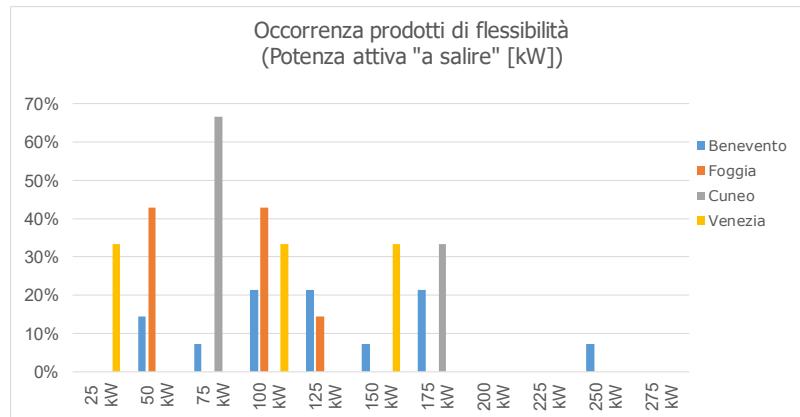


Figura 10 - Quantità richiesta nel perimetro di flessibilità - Distribuzione per servizi "a salire"

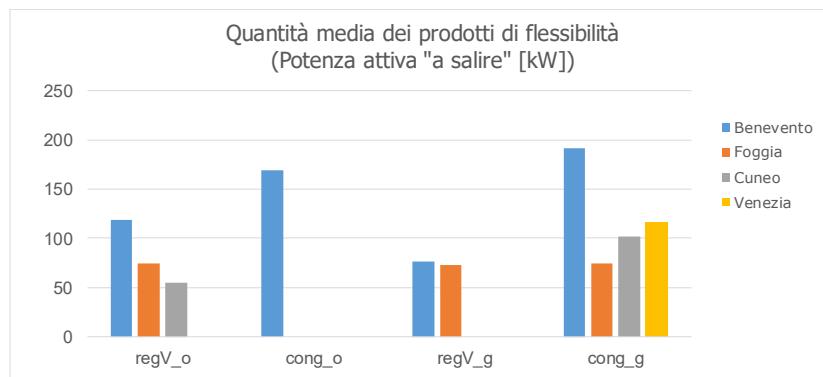


Figura 11 - Quantità richiesta nel perimetro di flessibilità – Potenza media per servizi "a salire"

In Figura 12 e Figura 13 si riportano analoghi grafici per i servizi relativi a variazioni di potenza “a scendere”: le quantità previste sono relativamente basse, utilizzate tipicamente in condizioni di rete guasta con sovratensioni e sovraccorrenti da forte generazione. Rispetto al medesimo prodotto “a salire”, è utile sottolineare come le potenze previste siano mediamente più elevate (fino a oltre 275 kW).

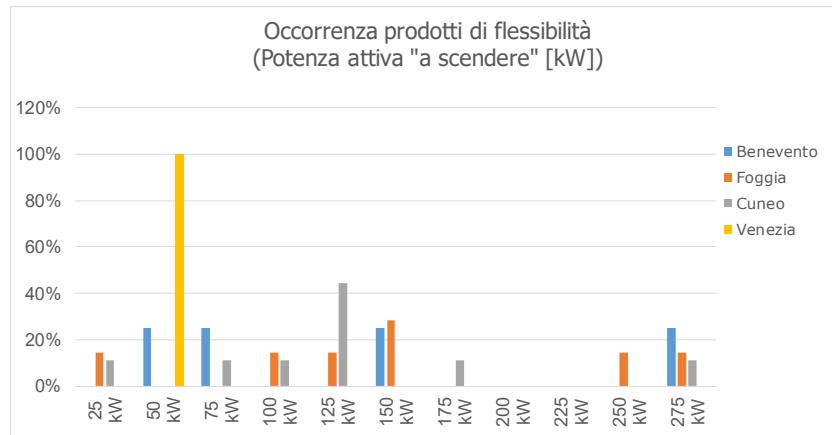


Figura 12 - Quantità richiesta nel perimetro di flessibilità - Distribuzione per servizi "a scendere"

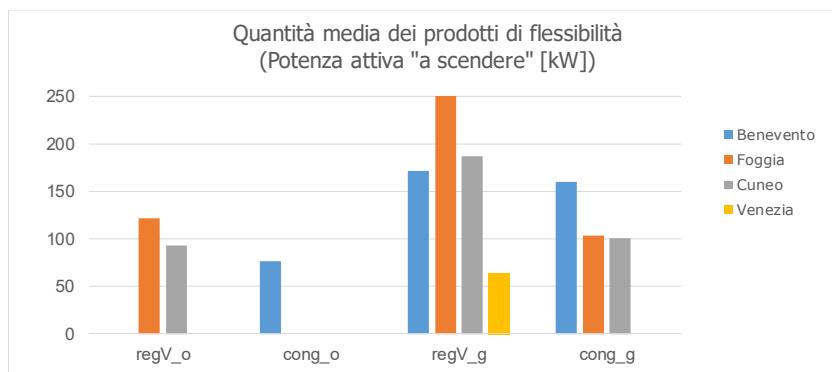


Figura 13 - Quantità richiesta nel perimetro di flessibilità – Potenza media per servizi "a scendere"

È importante osservare che la presente analisi non ha considerato i servizi di regolazione di tensione con variazione di potenza reattiva, tenuto conto che tale prodotto non è previsto nel periodo di sperimentazione. Per questo motivo, il calcolo previsionale presentato nelle figure precedenti comporta un maggior fabbisogno di servizi in potenza attiva, soprattutto "a scendere", con un incremento sui valori medi del 50% circa rispetto al caso ipotetico di disponibilità della regolazione di tensione con erogazione di potenza reattiva su comando del DSO.

In sintesi, per il primo anno di servizi nelle aree pilota, il fabbisogno complessivo che sarà messo all'asta è stimato pari ad oltre 2 MW.

In ciascuna area di gara, il servizio necessario a superare le criticità di rete richiederà una variazione di potenza (*Quantità richiesta nel perimetro di flessibilità*) che, secondo le prime stime (Fig 9 -12), potrà essere anche pari a circa 300 kW ed in media pari a circa 100 kW.

Laddove la **Quantità richiesta nel perimetro di flessibilità** (quantità massima da offrire in gara) risulti superiore a 100 kW, la 'Quantità richiesta per la fornitura' (quantità minima da offrire in gara) sarà comunque pari a **100 kW**.

La durata complessiva del servizio necessario a superare le criticità di rete (*Durata Richiesta nel Perimetro di Flessibilità*) sarà variabile e, secondo le prime stime (Fig 7 -8), in media pari a 2 ore e per un totale annuo pari a 30 ore.

Laddove la **Durata Richiesta nel Perimetro di Flessibilità** (durata massima da offrire in gara) fosse superiore, la **'Durata richiesta per la fornitura'** (durata minima da offrire in gara) sarà comunque pari a 2 ore.

Come indicato al paragrafo 4.3, le due componenti di prezzo (per “disponibilità” e “utilizzo”) terranno a riferimento i dati storici del mercato italiano (in particolare i premi delle ultime aste per l’approvvigionamento a termine UVAM).

La **base d'asta**, da modulare in base al budget derivante dall'analisi costi-benefici, per il *“prezzo per utilizzo”* si prevede pari a circa 500 €/MWh mentre per il *“prezzo per disponibilità”* il valore base d'asta in €/MW per le ore della finestra di disponibilità, si prevede equivalente a circa 30 k€/MW nell'anno di contratto.

6 Coordinamento con Terna e altri DSO

Per quanto attiene la modalità di coordinamento tra TSO e DSO, le analisi condotte per la preparazione del progetto pilota, prima illustrate, hanno dimensionato servizi ancillari locali di entità tale da non comportare la sostanziale modifica del programma dei corrispondenti BRP. In questi termini non si renderebbe necessaria, in principio, una forma di coordinamento operativo con il TSO e con i BRP stessi per finalità già non previste dalle attuali procedure. In ogni caso, si prevede che ED informi tempestivamente Terna in merito al programma di attivazione dei servizi ancillari locali, per le eventuali necessarie azioni di aggiornamento dei programmi di immissione/prelievo dei punti di dispacciamento per unità di produzione/unità di consumo relativi alle Risorse coinvolte e regolazione economica dei BRP.

Pur ritenendo che la forma di approvvigionamento più adeguata all'avvio di un mercato dei servizi ancillari locali sia la stipula di contratti bilaterali che prevedano l'attivazione del servizio all'occorrenza della effettiva necessità, ED ritiene importante utilizzare l'occasione del progetto pilota per iniziare a valutare le più opportune forme di coordinamento con il TSO volte a garantire la compatibilità e l'eventuale integrazione del mercato dei servizi globali MSD con soluzioni di approvvigionamento per servizi locali su mercato del giorno prima e infra-giornaliero.

Ciò è infatti imprescindibile nell'orizzonte di più lungo termine, in cui si prospetta la necessità di servizi ancillari locali che, per frequenza e quantità, comporteranno una modifica ai programmi di dispacciamento in un contesto di condivisione delle risorse a livello di Sistema. Quando una pluralità di BSP sarà disponibile contemporaneamente sia per servizi ancillari globali che locali, sarà obiettivo comune abilitare la partecipazione più ampia possibile di risorse distribuite agli schemi di approvvigionamento di flessibilità per le reti elettriche.

Tale coordinamento si immagina potrà essere sviluppato, coinvolgendo anche gli altri operatori della distribuzione, su diversi piani:

- a) Per la collaborazione con Terna nell'ambito delle sperimentazioni avviate con la deliberazione 300/2017/R/eel (18), affinché il DSO valuti compiutamente e indichi, sulla base delle condizioni di esercizio della propria rete, eventuali limitazioni ex-ante alle movimentazioni delle utenze connesse alle proprie reti in corrispondenza di perimetri rilevanti e utilizzate dal TSO per il bilanciamento del Sistema Elettrico (cosiddetto modello **Traffic Light Dinamico**);
- b) Per la definizione della struttura e dei canali di alimentazione degli strumenti tecnologici di Sistema di uso condiviso tra Terna, DSO e BSP, nonché altre eventuali terze parti, funzionali potenzialmente alla condivisione di dati e informazioni di natura anagrafica, tecnica, commerciale, etc;
- c) Per la messa a disposizione di Terna delle informazioni circa le quantità approvvigionate nonché degli **ordini di attivazione dei servizi ancillari locali** da parte dei DSO, a partire da quelli contrattualizzati nell'ambito del presente pilota, per garantire una sufficiente trasparenza operativa a beneficio di un esercizio ottimale dei rispettivi processi.

7 Utilizzo di possibili finanziamenti europei in materia

Il presente progetto pilota sarà avviato senza attingere a finanziamenti europei.

ED partecipa al raggruppamento di imprese ed enti di ricerca che il 5 gennaio 2022 ha presentato una proposta di sperimentazione nell'ambito della *Call Horizon CL5 2021 D3 01 06: Increasing energy system flexibility based on sector integration services to consumers (that benefits system management by DSOs and TSOs)* (19), approvata dalla Commissione Europea ad Aprile 2022.

La proposta di progetto, denominata *BeFlexible*, è stata presentata in partnership con Terna, a-Reti e RSE (oltre ad altri partner europei) per una demo italiana finalizzata ad integrare sistemi e apparecchiature utili al miglioramento del modello di mercato per i servizi ancillari locali, da proporre con i progetti pilota derivanti dalla *Deliberazione ARERA 352/2021* (3).

In particolare, si fa riferimento agli aspetti di coordinamento tra tutte le parti (*Coordination & Orchestration Layer*) per l'implementazione del “**Traffic light dinamico**” e la costruzione del “**Registro della Flessibilità**” (v. capitolo 6), e alla sperimentazione di “**Power Grid User Interface**” (PGUI) ovvero di dispositivi funzionali alla comunicazione diretta tra DSO e utenze abilitate alla fornitura di servizi ancillari locali.

A livello generale, *BeFlexible* prevede l'implementazione, da un lato, di piattaforme e servizi B2C per facilitare la creazione di mercati per i nuovi servizi di flessibilità, facilitandone l'ingresso a nuovi soggetti, sia in forma singola che aggregata; dall'altro lato punterà a consolidare l'integrazione delle piattaforme tecniche tra gli operatori di sistema per l'esercizio della flessibilità (prenotazione, attivazione e validazione). In parallelo, verranno attivati tre dimostrativi in Spagna/Francia, Svezia e Italia per l'implementazione di queste piattaforme nei vari paesi.

Nel caso italiano per quanto di pertinenza E-Distribuzione, il progetto insisterà sulle stesse aree del presente progetto di cui *BeFlexible* intende essere in qualche modo una evoluzione: nella figura 14 è rappresentato cosa verrà utilizzato ed approfondito in *BeFlexible* e quali saranno le estensioni realizzate in questo nuovo progetto.

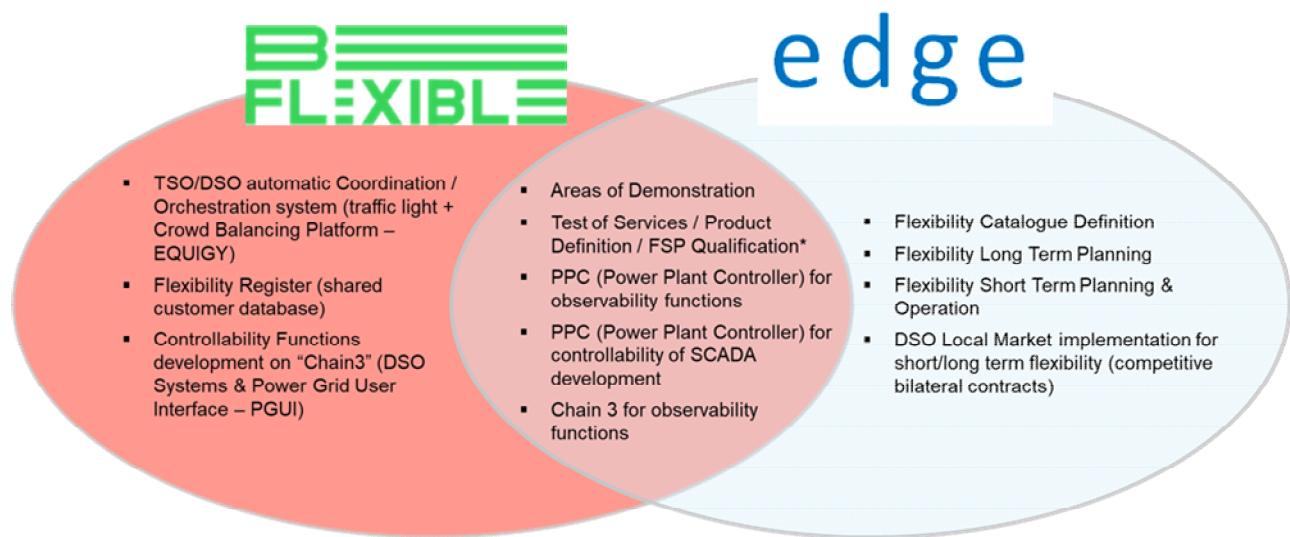


Figura 14 - Confronto ambiti sviluppati dal progetto BeFlexible e quelli del presente pilota (EDGE)

Un evidente valore aggiunto dell'integrazione nel progetto BeFlexible è rappresentato dall'opportunità di confronto e coordinamento diretto con tutti gli attori della rete nel corso dello svolgimento del presente pilota.

8 Approvvigionamento dei servizi ancillari locali oggetto del pilota

8.1 Identificazione delle utenze che possono erogare servizi sulle reti pilota

Al fine di identificare le utenze che possono coprire il fabbisogno di servizi ancillari locali, sono considerate potenzialmente abili a fornire servizi sia ‘a salire’ sia ‘a scendere’ le utenze con unità di produzione ‘programmabili’², mentre sono considerate potenzialmente abili a fornire servizi ‘a salire’ le utenze passive con carichi variabili.

Secondo tale criterio, si può valutare il numero di utenze connesse in Media Tensione (MT) considerate abili a fornire servizi di ancillari locali nei Perimetri di Flessibilità.

Evidentemente, i servizi ancillari locali possono essere forniti anche da utenze di dimensione sufficiente o aggregati di utenze connessi in Bassa Tensione (BT) nella porzione di rete sottesa al feeder MT interessato dalle criticità previste, anch’essa rientrante nel Perimetro di Flessibilità del servizio da approvvigionare.

In ogni caso, si ritiene significativo valutare la disponibilità di mercato eseguendo l’analisi delle curve di carico delle utenze connesse in MT, nei Perimetri di Flessibilità e durante le Finestre di Disponibilità in cui è emersa la necessità di servizi ancillari locali in esito alla valutazione preliminare (fabbisogni riassunti al paragrafo 5.1).

Al fine di verificare se la capacità di modulazione di potenza di un’utenza sia coerente con il fabbisogno previsto in termini di Quantità, per i produttori è stata considerata la Potenza Nominale della/delle Unità di Produzione programmabile/i (o la potenza massima contrattualizzata in immissione alla rete, se inferiore), l’immissione minima erogata nell’anno e il valore del 90° percentile erogato durante la Finestra di Disponibilità prevista.

Per le utenze passive la capacità di modulazione di potenza è stata valutata considerando il valore del 95° percentile e il minimo carico durante la Finestra di Disponibilità prevista.

Al fine di procedere con la prima fase di approvvigionamento di servizi di flessibilità su base competitiva, questa analisi permette di selezionare un sottoinsieme di Perimetri di Flessibilità, in cui sono presenti più di due potenziali candidati tra utenze connesse in MT (che siano unità di produzione programmabili dove il servizio di flessibilità è ‘a scendere’³).

Sulla base della valutazione di dettaglio che verrà svolta nuovamente prima dell’avvio della fase di approvvigionamento dei servizi e anche in base alla risposta pervenuta in sede di consultazione da aggregatori di utenze in BT, si valuterà la disponibilità di mercato per procedere con gare nei Perimetri di Flessibilità definitivamente individuati, eventualmente anche con scarsità di potenziali candidati connessi in MT.

8.2 Modalità di approvvigionamento - Regole piattaforma di mercato per contratti bilaterali

ED intende approvvigionare contratti di flessibilità su base competitiva, salvo particolari situazioni di “fallimento di mercato” in cui non risulti presente, dal lato dell’offerta, una sufficiente “liquidità”.

² Solo le UP ‘programmabili’ (escludendo PV, eolico, idroelettrico fluente) sono considerate abili ad erogare flessibilità sia ‘a salire’ che ‘a scendere’, evitando che il servizio di flessibilità si configuri come *curtailment* di energia rinnovabile

³ Le utenze passive sono considerate abili ad erogare flessibilità ‘a salire’ (diminuzione di potenza assorbita)

I servizi di flessibilità, da regalarsi mediante contratti bilaterali a lungo/medio termine, saranno approvvigionati mediante **aste competitive svolte tramite una piattaforma “terza”** di interfaccia e intermediazione che garantirà trasparenza e libertà di accesso a tutti gli operatori economici interessati.

Nel progetto pilota, ED utilizzerà una apposita versione del portale Picloflex (5) (Piclo nel seguito), piattaforma software già usata da diversi distributori britannici, adattata alle regole del sistema italiano e del progetto pilota.

8.2.1 Validazione dei BSP e qualifica degli Aggregati di Risorse

La piattaforma Piclo consente a tutti i soggetti potenzialmente interessati di visualizzare sul sito web le gare per l'approvvigionamento dei servizi ancillari locali, sia previste che in corso, e di offrire servizi di flessibilità al momento dell'aperura di una fase di gara.

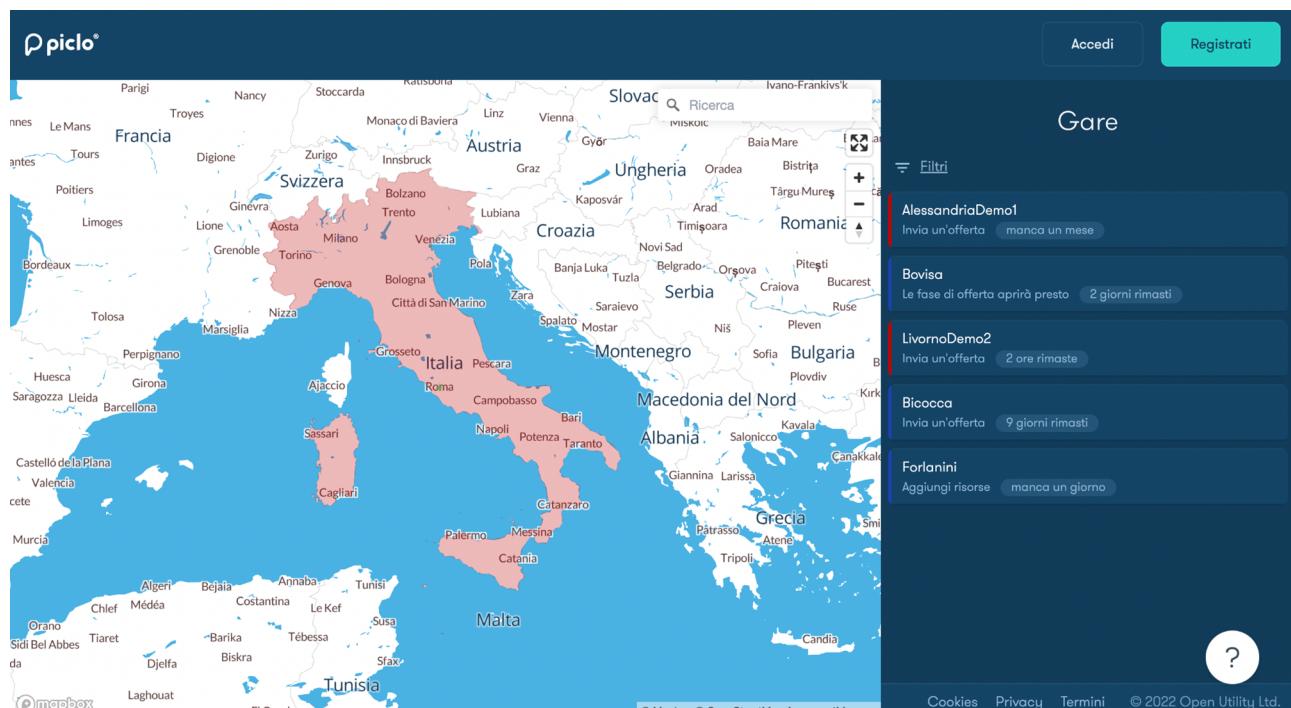


Figura 15 - Esempio schermata iniziale della piattaforma Piclo ED

Le gare prevedono una fase preliminare di **validazione dei fornitori** di servizi di flessibilità (BSP) quali operatori economici fornitori di ED e una contemporanea fase di **qualificazione delle Risorse** proposte da parte dei BSP, che precedono la fase competitiva di invio e raccolta delle offerte, come sarà meglio descritto nel seguito.

Il BSP che intende partecipare ad una gara deve registrarsi sulla piattaforma (ottenere un account Piclo).

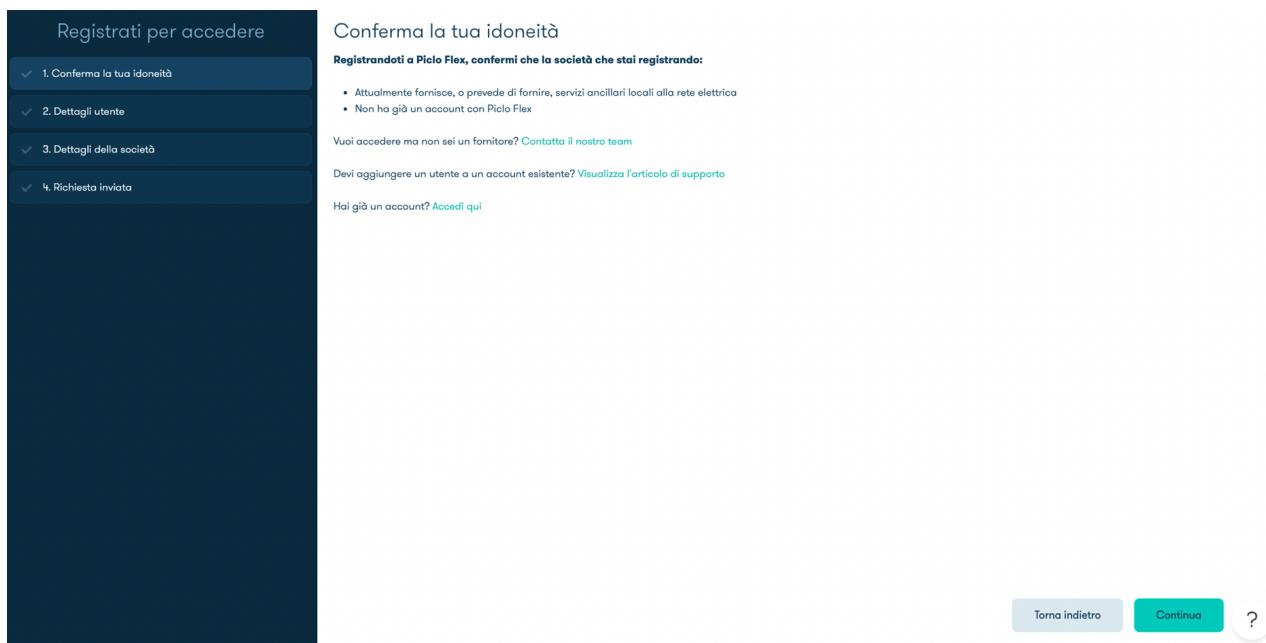


Figura 16 - Esempio schermata iniziale della procedura di registrazione

Ottenuto l'account Piclo, il BSP potrà registrare le Risorse nella sua disponibilità, fornendo i dati tecnici delle singole Risorse tramite la compilazione del format previsto nella piattaforma (v. *Allegato 1 del Regolamento*).

Una volta registrate in Piclo, i BSP possono richiedere la qualificazione per la propria Risorsa o i propri Aggregati di Risorse, in associazione alle gare pubblicate per specifici servizi ancillari locali.

Nell'*Allegato 2 al Regolamento* sono riportati i principali dati che saranno scambiati tramite la piattaforma Piclo per ciascuna gara per definire i requisiti di fornitura di servizi ancillari locali e che costituiscono il riferimento per la qualificazione della Risorsa o dell'Aggregato di Risorse con cui il BSP intende partecipare.

La qualificazione attiene infatti la capacità tecnica delle Risorse di fornire il servizio di flessibilità richiesto da una specifica gara, per cui deve esserne verificata la conformità ai requisiti di servizio definiti per la stessa.

La procedura di qualificazione comporta pertanto la verifica formale di coerenza dei dati tecnici di ciascuna Risorsa (vedi controllo preliminare automatico illustrato in *Allegato 2 del Regolamento*) e di una prova operativa di valutazione della risposta delle singole Risorse (*Allegato 3 del Regolamento*), al fine di verificare l'abilità di ciascuna ad erogare la flessibilità dichiarata (*Allegato 1 del Regolamento*).

I file caricati dal BSP rimangono tutti in un repository specifico in cui viene registrata anche la cronologia di caricamento.

I BSP registrati saranno prontamente avvisati allorché venga calendarizzata una nuova gara che richieda caratteristiche corrispondenti a una loro risorsa/aggregato: la piattaforma invia automaticamente ai BSP registrati delle notifiche e-mail relative all'inizio di una nuova gara.



Figura 17 – Esempio segnalazione nuove gare

8.2.2 Descrizione processi Piclo

Le esigenze di flessibilità di ED sono marcatamente *locational* all'interno di perimetri di flessibilità definiti *ex ante*, sulla base della previsione di criticità e del dimensionamento del prodotto di flessibilità utile a risolvere, come illustrato nei precedenti capitoli.

I perimetri di flessibilità (PF) saranno univocamente definiti, dal punto di vista delle utenze potenzialmente abilitate a fornire il servizio, tramite la lista dei POD ivi presenti.

La lista puntuale dei POD non sarà pubblicata per rispettare i vincoli di riservatezza ma i dati di ciascuna gara saranno pubblicati su Piclo con modalità che consentiranno una visualizzazione immediata di tipo "geografico" dei PF per ciascuna sessione competitiva, con indicazione anche dei livelli di tensione di funzionamento delle porzioni di rete coinvolte.

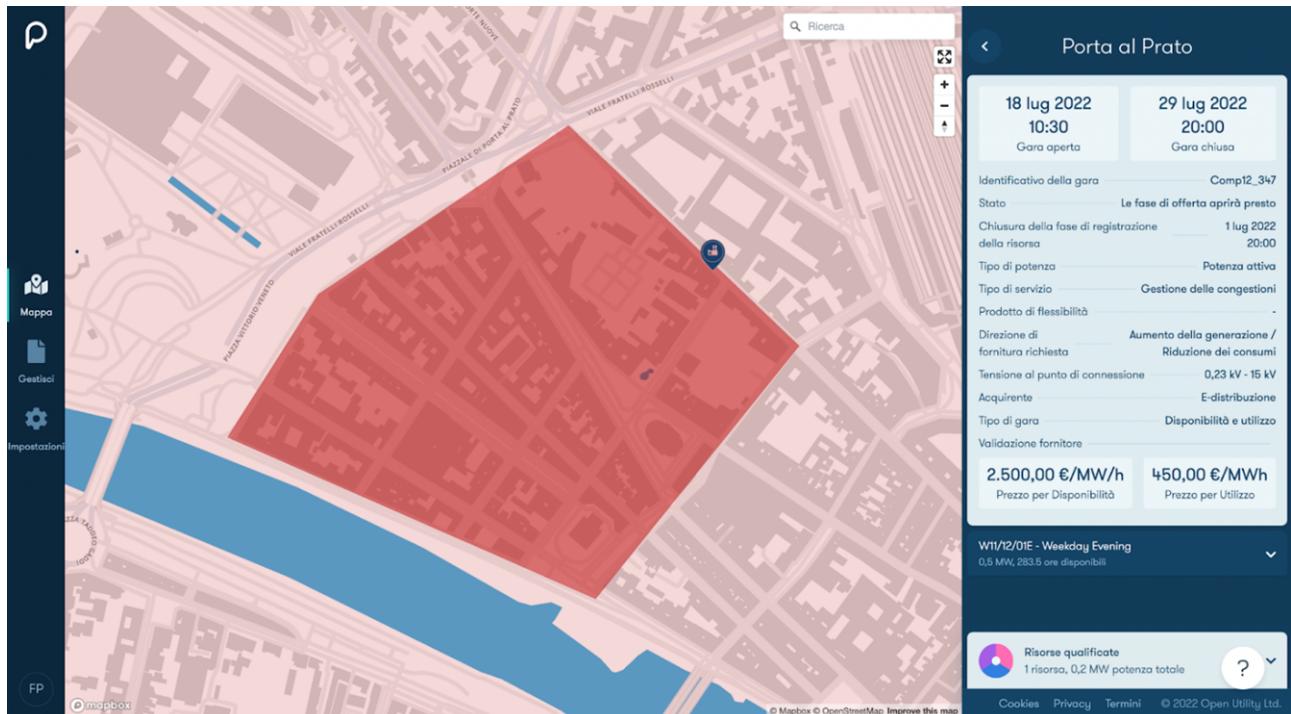


Figura 18 - Esempio visualizzazione delle Aree di Flessibilità con gare in corso

La mappa iniziale espone tutti i PF su cui sono attive sessioni di gara. Zoomando, grazie all'interfaccia grafica di Piclo, diventa visualizzabile il singolo perimetro con i corrispondenti dati di gara (*Allegato 2 al Regolamento*) ovvero stato della competizione, tipo di prodotto di flessibilità richiesto, quantità, durata, finestre di disponibilità, etc.

Le gare prevedono un termine ultimo per completare la registrazione delle risorse in Piclo e la loro conferma come Aggregato, ai fini delle prove tecniche di qualifica di cui al precedente paragrafo, che precede la fase competitiva di invio e raccolta delle offerte.

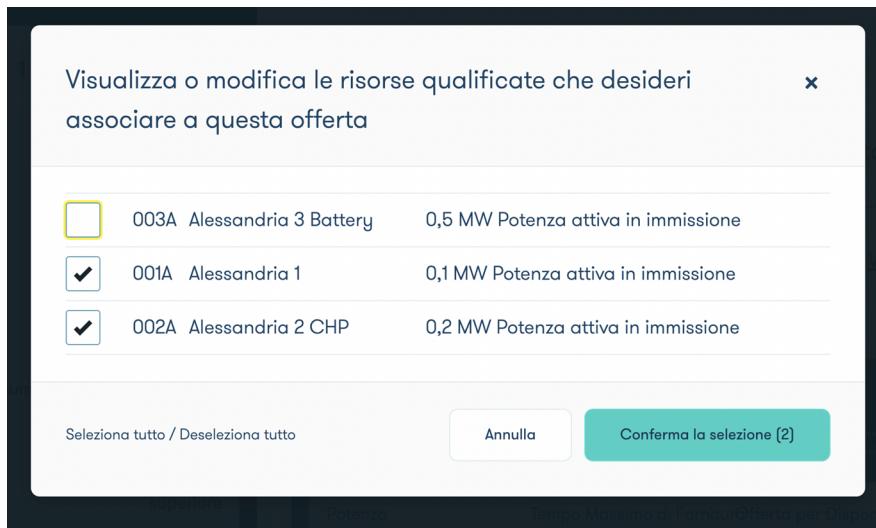


Figura 19 - Esempio schermata di conferma degli asset oggetto dell'offerta del BSP

Quando viene aperta la sessione di gara, ogni BSP potrà partecipare tramite i propri Aggregati qualificati, seguendo la procedura indicata nel *Regolamento* e in *Allegato 6* al Regolamento per la presentazione delle offerte economiche.

Dal punto di vista della **remunerazione**, sono previsti degli schemi duali con una componente a premio della disponibilità da garantire nelle ore della *Finestra di Disponibilità* (“**prezzo per disponibilità**” espresso in €/kW x h) e una componente legata all’attivazione del servizio e alla sua effettiva erogazione (“**prezzo per utilizzo**” espresso in €/kWh).

Le informazioni di gara pubblicate in Piclo chiariranno la modulazione del prezzo di offerta (richiesto per entrambe o solo per una delle componenti di prezzo), gli eventuali prezzi prefissati e i “**cap**” (base d’asta).

L’offerta deve contenere inoltre l’indicazione della Quantità di **Potenza resa disponibile al servizio ancillare locale**, e il **Tempo Massimo di Fornitura**, ossia la Durata garantita per la fornitura del servizio da parte del BSP.

Le regole di accettazione, sulla base dei requisiti di partecipazione, sono specificate in *Allegato 6* al Regolamento.

8.3 Regole tecnico-economiche per assegnazione gare

Decorso il termine per la presentazione delle offerte e, quindi, una volta chiusa la gara, Piclo metterà a disposizione di ED le **offerte ricevute, elencate in ordine crescente** in base al prezzo indicato da ciascun BSP che ha partecipato alla gara stessa.

Criterio per l’ordine economico è quello del **costo complessivo del servizio** richiesto, considerando la somma di

- Costo per la finestra di disponibilità da garantire = “prezzo per disponibilità” indicato in offerta, per la “Quantità richiesta per la fornitura” (vedi *Allegato 2* al *Regolamento*), per la “Durata richiesta per la fornitura” (vedi *Allegato 2* al *Regolamento*)
- Costo per l’attivazione del servizio previsto = il “prezzo per utilizzo” indicato in offerta, per la Quantità richiesta per la fornitura (vedi *Allegato 2* al *Regolamento*) per il numero di attivazioni e il tempo di attivazione stimati (vedi *Allegato 6* al *Regolamento*).

ED selezionerà tra le offerte ricevute quelle che rientrano nell'ordine di merito, a concorrenza del valore di Quantità e Durata richiesta nel perimetro di flessibilità (vedi *Allegato 2* del *Regolamento*) e/o a completamento del valore di budget disponibile per l'aggiudicazione, dichiarato in sede di pubblicazione della gara.

Il prezzo di assegnazione sarà posto pari a quello indicato nell'offerta del BSP (criterio *pay as bid*).

La Quantità massima contrattualizzata sarà pari a quella indicata in offerta dal BSP.

La Durata massima contrattualizzata potrà essere pari o inferiore a quella indicata in offerta dal BSP.

La conclusione del contratto di servizio tra ED e BSP avverrà al di fuori della piattaforma Piclo, sulla base dello standard contrattuale presente tra la documentazione pubblicata in Piclo all'avvio della gara.

L'aggiudicazione del contratto garantisce il pagamento della componente di prezzo per disponibilità ma **non garantisce che il servizio ancillare locale sarà attivato da ED, né che ED sarà obbligata ad attivarlo in una determinata quantità o in un determinato periodo all'interno della finestra di disponibilità prevista nel contratto.**

8.4 Regole per costruzione baseline, settlement e retribuzione dei servizi

Poiché i servizi ancillari locali di flessibilità consisteranno nella richiesta di variazione della potenza attiva assorbita/erogata (su base quartoraria), l'effettiva risposta dei BSP agli ordini di attivazione sarà valutata sulla base delle misure acquisite dalle apparecchiature installate presso la Risorsa.

Si intende per 'linea di base' (*baseline* nel seguito) la ricostruzione teorica *ex-ante* dell'andamento del profilo di prelievo/immissione in situazione indisturbata della Risorsa abilitata ad un servizio ancillare locale.

In termini generali, la differenza tra baseline e curva misurata rappresenta il servizio ancillare locale fornito dalla Risorsa in risposta ad una richiesta di ED, sulla base di quanto contrattualizzato. Nel caso il BSP sia un aggregatore e il servizio sia fornito tramite un aggregato di Risorse (preventivamente definite), la baseline verrà calcolata per ciascuna Risorsa e la valutazione del servizio erogato verrà eseguita come somma algebrica delle prestazioni delle singole Risorse.

I calcoli, come premesso, vengono eseguiti sulla base della curva giornaliera, ossia dell'insieme delle rilevazioni effettuate dal responsabile delle operazioni di misura su base quartoraria (96 campioni rilevati nelle 24 ore per ciascuna componente della misura), per tramite dell'apparecchiatura di misura installata al POD di ciascun Risorsa.

8.4.1 Baseline e aggiustamenti

Per l'individuazione della baseline, si propone un metodo, della stessa natura di quelli già sperimentati da EnerNOC (20) negli USA e proposti da ENA⁴ nel Regno Unito, basato sulla media di **cinque dati storici di misura** estratti dalle curve giornaliere, con aggiustamenti.

Tali cinque dati, **rappresentativi del comportamento indisturbato**, sono individuati favorevolmente al BSP nel modo seguente:

⁴ https://ena-baselining.herokuapp.com/baselining_app/

- utilizzando la base dati storica degli ultimi cinque giorni in cui il servizio non è stato richiesto, ricadenti nel periodo corrispondente alla ‘finestra di disponibilità’ del servizio⁵;
- acquisendo i dati quartorari corrispondenti al quarto d’ora di richiesta del servizio.

L’uso di dati storici sull’orizzonte di cinque giorni può ragionevolmente rappresentare la finestra di riferimento ottimale, sufficientemente breve da considerare tendenze a breve termine (compensare fattori esogeni come la situazione meteorologica contingente) e abbastanza lunga da limitare le opportunità di manipolazione (un BSP potrebbe aumentare/diminuire intenzionalmente consumo/produzione prima di un ordine di attivazione al fine di sopravvalutare i livelli di riduzione/aumento effettivi).

Per un trattamento uniforme dei dati della curva giornaliera, si assume qui convenzionalmente che i valori di potenza/energia che si riferiscono al prelievo dalla rete siano negativi, mentre siano positivi riferiti alla generazione; in tal modo, si considerano potenza/energia riferite al verso di immissione in rete. Per ogni quarto d’ora, t^6 :

$$(A) c_t > 0 \text{ per la generazione,} \quad c_t < 0 \text{ per l’assorbimento.}$$

Per ciascun quarto d’ora, t , la **baseline**, b_t , è la media dei valori di immissione nei cinque giorni della serie storica, d1 ... d5 :

$$(B) b_t = (c_{td1} + c_{td2} + c_{td3} + c_{td4} + c_{td5})/5$$

Ai fini della valorizzazione del servizio reso, la baseline di ciascuna Risorsa viene aggiustata con un **fattore di aggiustamento**, a_0 , anch’esso in senso favorevole ai BSP, che tiene conto delle specifiche evenienze intervenute nell’immediatezza dell’attivazione del servizio:

- per servizi “a salire”, fattore negativo o nullo:

$$(C) a_0 = \min \left\{ [(c_{t-1} - b_{t-1}) + \dots + (c_{t-8} - b_{t-8})] \cdot \frac{1}{8}; 0 \right\},$$

- per servizi “a scendere”, fattore positivo o nullo:

$$(D) a_0 = \max \left\{ [(c_{t-1} - b_{t-1}) + \dots + (c_{t-8} - b_{t-8})] \cdot \frac{1}{8}; 0 \right\},$$

in cui t-1 ... t-8 sono i periodi quartorari nelle due ore precedenti a quello in esame. La Figura 20 illustra un esempio di baseline, della curva effettivamente misurata e dell’aggiustamento per il caso di un servizio “a scendere” per un generatore.

La baseline ‘aggiustata’ è dunque, per ciascuna risorsa i e per ciascun periodo quartorario t:

$$b_{t,i}^{adj} = (b_{t,i} + a_{0,i})$$

Il termine $a_{0,i}$ rappresenta il fattore di aggiustamento per l’i-esima Risorsa al momento della notifica della richiesta del servizio da parte del DSO.

⁵ La ‘finestra di disponibilità’ potrebbe restringere il servizio a specifici giorni della settimana, ciò significherebbe – ad esempio - considerare solo gli ultimi 5 giorni festivi e semifestivi, o solo gli ultimi 10 giorni feriali. La definizione di un nuovo prodotto comporterà l’indicazione delle specifiche regole di selezione dei 5 giorni di riferimento per la baseline.

⁶ ct è inteso quindi come la differenza tra i valori registrati dei campioni (A2 immessa – A1 assorbita) nel quarto d’ora t

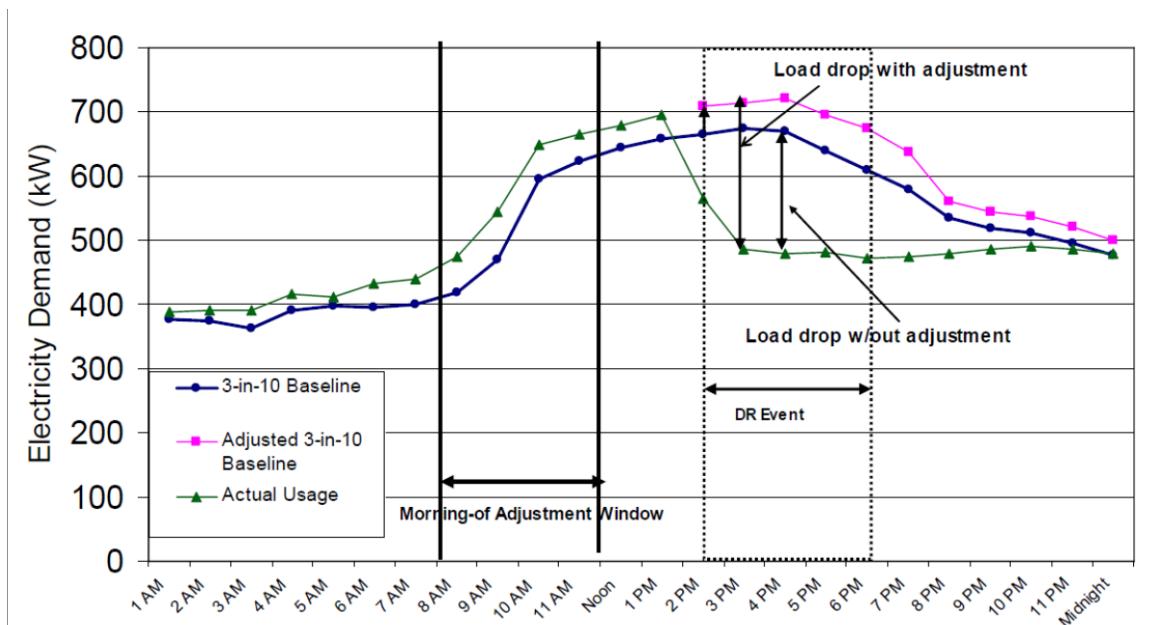


Figura 20 - esempio di baseline 'aggiustata' considerando inizialmente i dati storici di 3 giorni su 10 e 4 ore precedenti il servizio

Come indicato nel paragrafo precedente, per ogni evento di attivazione di servizio la prestazione di ogni Risorsa dell'Aggregato sarà calcolata come somma delle differenze tra baseline aggiustata e le rilevazioni del sistema di misura (curva giornaliera) comparate con le variazioni richieste.

Per la determinazione delle partite economiche, a fronte del servizio reso a seguito dell'ordine 'a' di attivazione si considera dapprima la prestazione totale, **pTa**:

- per servizi "a salire":

$$(E) pTa = \max\{\sum_t \sum_i [c_{t,i} - b_{t,i}^{adj}]; 0\},$$

- per servizi "a scendere":

$$(F) pTa = \max\{\sum_t \sum_i [b_{t,i}^{adj} - c_{t,i}]; 0\},$$

in cui la sommatoria è estesa ad ogni intervallo quartorario di richiesta di attivazione del servizio e a tutte le Risorse 'i' dell'Aggregato (se Aggregatore); il termine $a_{0,i}$ rappresenta il fattore di aggiustamento per l'i-esima Risorsa al momento della notifica della richiesta del servizio da parte del DSO.

Si calcola quindi il **settlement** per il servizio reso, **SETa**, come indicato di seguito:

$$(G) SETa = \min\{pTa; EDa\},$$

in cui **EDa** è il servizio di flessibilità richiesto con l'ordine di attivazione in termini di energia:

$$(H) EDa = QRa \cdot ha,$$

con 'QRa' e 'ha' rispettivamente uguali alla variazione di potenza (kW) ed alla durata (in ore) del servizio richieste con l'ordine di attivazione.

Le componenti di prezzo riconosciute sono:

- **Disponibilità (AF)** - Prezzo orario pagato per la potenza resa disponibile in ciascuna ora delle finestre di disponibilità [€/kW x h]

Si prevede peraltro che il **BSP debba dichiarare ad ED l'eventuale indisponibilità dell'Aggregato di Risorse nelle ore della Finestra di Disponibilità contrattualizzata**, al fine di evitare l'attivazione del servizio e la registrazione della mancata prestazione con le relative conseguenze (vedi paragrafo 8.4.2)

Il pagamento per la disponibilità nel mese, *Availability Payment APm*, verrà calcolato quindi come segue:

$$(I) \ APm = (DI \cdot QC \cdot AF)$$

in cui:

- *DI* è il numero di ore di effettiva disponibilità dell'Aggregato contrattualizzato nel mese di riferimento (differenza tra le ore nella finestra di disponibilità contrattualizzata e le ore di indisponibilità dichiarata dal BSP);
- *QC* è la quantità (in kW) contrattualizzata per il servizio flessibilità.
- **Utilizzo (UF)** - Prezzo pagato per il servizio effettivamente erogato, sulla base dell'energia calcolata secondo la formula (G) del settlement [€/kWh]

Il pagamento per l'utilizzo verrà calcolato sulla base del settlement mensile:

$$(J) \ UPm = \sum_a SETa \cdot UF$$

Nessun pagamento della componente di utilizzo sarà dovuto per eventuali servizi di flessibilità erogati in quantità inferiore al 60% del richiesto (SETa < 0,6 · EDa).

8.4.2 Monitoraggio dell'erogazione dei servizi

Al fine di consuntivare i servizi, per ciascun contratto, ED metterà a disposizione di Piclo i dati relativi a **ciascun mese solare** il giorno 20 del mese successivo, così composti:

- le **curve giornaliere** aventi dettaglio quartorario formalmente validate dei punti di misura corrispondenti alle Risorse contrattualizzate;
- il **programma di attivazione** contenente l'indicazione del tempo di inizio e di fine della fornitura e della quantità richiesta (*QRa*) per ogni ordine di attivazione inviato al BSP intestatario del contratto.

Piclo, a seguito delle procedure di gara e definizione contrattuale, conoscerà l'identità dei BSP e delle Risorse associate, oltre alle **condizioni contrattuali di ciascun servizio**.

Con i suddetti elementi Piclo elaborerà un **"Rapporto sulla fornitura di servizi"** per ogni contratto su base mensile, che sarà messo a disposizione di ED e del BSP per la fatturazione relativa al mese e che conterrà le seguenti informazioni:



edge

Energia da risorse Distribuite per la Gestione
della rete di E-distribuzione

Disponibilità totale prevista (ore)	Indisponibilità totale dichiarata (ore)	Disponibilità totale effettiva (ore)	Disponibilità (%)	Quantità Contrattualizzata (kW)	Energia totale prevista (kWh)	Prestazione totale (kWh)	Energia totale remunerata (kWh)	Prestazione (%)	Prezzo utilizzo (€/kWh)	Prezzo disponibilità (€/kWh x h)	Remunerazione totale per la disponibilità (€)	Remunerazione totale per l'utilizzo (€)	Remunerazione totale (€)
AV - numero di ore della finestra di disponibilità contrattualizzata, nel mese di riferimento		DI - differenza tra AV e le ore di Indisponibilità dichiarate	DI/AV	QC	$EDm = \sum EDa$ ordinidi attivazione	$pTm = \sum pTa$ ordinidi attivazione	$SETm = \sum SETa$	$DPm = pTm / EDm * 100 = 100$ in caso di mancanza ordini di attivazione	UF	AF	$APm = (DI-QC) \cdot AF$	$UPm = \sum SETa \cdot UF$ con $SETa = 0$ in caso $SETa < 0,6 \cdot EDa$	APm+UPm

Il Rapporto conterrà il dettaglio del risultato di ogni ordine di attivazione:

ID attivazione	Data di inizio attivazione (GG/MM/AAAA)	Orario di inizio attivazione (HH:MM)	Data di fine attivazione (GG/MM/AAAA)	Orario di fine attivazione (HH:MM)	Durata attivazione (ore)	Quantità richiesta per attivazione (kW)	Energia prevista per attivazione (kWh)	Energia conseguita per attivazione (kWh)	Prestazione totale per attivazione (kWh)	Prestazione per attivazione (%)	Energia remunerata per attivazione (kWh)	Prezzo utilizzo (€/kWh)	Remunerazione per utilizzo (€)
						QRa	EDa = QRa x Durata	a salire = $\{ \sum_i \sum_t [c(t) - b(t)adj] \}$ a scendere = $\{ \sum_i \sum_t [b(t)adj - c(t)] \}$	pTa a salire = $\max \{ \{ \sum_i \sum_t [c(t) - b(t)adj] ; 0 \} \}$ a scendere = $\max \{ \sum_i \sum_t [b(t)adj - c(t)] ; 0 \} \}$	pTa/EDa	SETa = $\min \{ pTa ; EDa \}$		

Il Rapporto conterrà inoltre le informazioni relative alla costruzione della baseline 'aggiustata' per ciascuna Risorsa:

ID attivazione	POD	Baseline giorno 1 (GG/MM/AAAAA)	Baseline Giorno 2 (GG/MM/AAAAA)	Baseline Giorno 3 (GG/MM/AAAAA)	Baseline Giorno 4 (GG/MM/AAAAA)	Baseline Giorno 5 (GG/MM/AAAAA)	Fattore di aggiustamento	
		giorni selezionati per calcolo baseline quartoraria b						

La prestazione mensile tiene conto di tutti gli ordini di attivazione inviati nel mese:

$$DPm = \frac{pTm}{EDm} \cdot 100,$$

in cui EDm è l'energia prevista, sulla base dei servizi di flessibilità richiesti con gli ordini di attivazione del mese:

$$EDm = \sum_a ED_a.$$

Se EDm è zero, ossia se nel mese nessun ordine di attivazione è stato inviato, si considera $DPm = 100\%$.

Sulla base di tale report, ED provvederà al pagamento che spetta al BSP per i servizi erogati, secondo i termini contrattuali, attivando le azioni di cui alla Tabella 3.

Tabella 3 - Range Performance Delivery

Delivery Performance – DPm	Azioni
$90\% < DPm < 110\%$	Nessuna
$60\% < DPm < 90\%$	Segnalazione e monitoraggio dell'erogazione
$DPm < 60\% \text{ oppure } DPm > 110\%$	Risoluzione del contratto in caso di persistenza per più di tre mesi

Come evidente, in questa fase pilota, si intende valutare l'affidabilità del BSP su base periodica ed eventualmente intervenire a consuntivo ma non si *penalizza* in maniera diretta ogni caso di mancato rispetto degli ordini di attivazione dei servizi.

Restano le riduzioni nella retribuzione delle componenti disponibilità ed utilizzo (sulla base del numero di ore di effettiva disponibilità e del settlement del singolo ordine di attivazione, come illustrato al paragrafo precedente).

Per il futuro, si immagina di applicare una *penale mensile* calcolata in base al valore dei servizi non corrisposti nel periodo di riferimento o all'indice di performance mensile, in modo da incentivare la notifica delle effettive indisponibilità e garantire una maggiore affidabilità dei servizi ancillari locali a garanzia della qualità del servizio di distribuzione elettrica:

Ipotesi 1:

$$P = (EDm - pTm) \cdot UF \cdot \eta$$

con $P \leq APm$

η è la % da applicare al valore dei servizi non corrisposti

AV è il numero di ore della finestra di disponibilità contrattualizzata, nel periodo di riferimento

Ipotesi 2:

$$P = DPm \cdot APm$$

ED si riserva di valutare, anche sulla base dei riscontri del presente progetto pilota, le più efficaci ed eque misure di penalizzazione da introdurre in futuro per mancato rispetto degli obblighi contrattuali da parte del BSP.

8.4.3 *Messa a disposizione dati di misura*

I flussi di misura contenenti le curve giornaliere che saranno messi a disposizione da ED per le finalità del pilota sono di tre tipi:

- Flusso dati giornalieri per POD per la fase di prove tecniche di qualifica;
- Flusso dati storici validati per POD con profondità annuale verso Piclo per costruzione baseline;
- Flusso dati mensili validati per POD verso Piclo per la fase di settlement;

Le informazioni relative alla curva giornaliera contenute all'interno del tracciato, comune a tutte le tipologie di flusso, saranno organizzate come segue:

- POD
- ANNO_MESE_GIORNO nel formato yyyyymmdd
- MAGNITUDINE (A+, A-, kWh; R1-R4 kVARh)
- TIPO (Reale, Stimato)
- CAMPIONI (96 o 100 a ottobre giorno cambio)

8.5 Regole per contratti bilaterali fuori contrattazione tramite piattaforma di gara

ED intende acquisire i servizi di flessibilità tramite procedure competitive gestite tramite la piattaforma Piclo con le modalità descritte nei precedenti paragrafi. Tuttavia, come descritto al paragrafo 8.1, è possibile che in alcuni ambiti territoriali o in particolari condizioni di scarsità dell'offerta attesa nel mercato, le gare non consentano di raccogliere un numero adeguato di offerte e quindi di opzionare il volume di risorse necessario.

Per far fronte a tali circostanze, e in particolare laddove emerge una strutturale debolezza dell'offerta di mercato, ED proporrà ai detentori di risorse tecnicamente idonee a fornire servizi ancillari la definizione di contratti di connessione “*flessibile*” o “*non firm*”; tali contratti, aventi struttura e condizioni tecnico/economiche concordate *ex-ante* con il potenziale BSP, potranno ad esempio consentire a ED di far ridurre la potenza immessa (o prelevata) dalla risorsa per periodi limitati e con modalità prefissate (es. massimo numero di ore all'anno di riduzione di potenza e massima riduzione della potenza erogabile).

Laddove anche questa soluzione non risulti sufficiente per mancanza di offerta, si potrebbe sperimentare l'introduzione di obblighi di servizio remunerati su base forfetaria.

Considerando ad esempio gli impianti di generazione/accumulo, per i servizi “a scendere”, il meccanismo ipotizzato sarebbe il seguente: adottando i suoi *tool* di simulazione, e considerando le baseline eventualmente fornite dai produttori, il DSO effettua una previsione dei flussi di potenza nella sua rete e, nell'eventualità di una possibile congestione, pianifica una riduzione della generazione distribuita chiedendo ai produttori che hanno sottoscritto contratti di connessione flessibile di limitare l'immissione rispetto all'output atteso previsto dal loro programma.

Si possono ipotizzare due metodologie di *curtailment*:

- a “capacità garantita”, con compensazione puntuale su base oraria
- a “energia garantita”, con compensazione forfetaria

Con la prima metodologia, viene assicurata al produttore la possibilità di immettere sempre fino a un livello di potenza prestabilito e garantito, mentre valori di potenza superiori possono essere soggetti a limitazioni temporanee. Non viene stabilito a priori un numero massimo di limitazioni in corso d’anno e viene riconosciuta al produttore una remunerazione calcolata in modo puntuale (su base oraria) a posteriori, prendendo come riferimento di prezzo dell’energia (in ciascun arco temporale) il valore zonale che si forma sul Mercato del Giorno Prima (MGP) nelle stesse ore. La remunerazione, oltre a mantenere il produttore economicamente neutrale rispetto al *curtailment*, prevederà una componente di incentivo tale da rendere interessante per il titolare dell’impianto la partecipazione alla sperimentazione: tale incentivo potrà assumere la forma di uno *spread* sul prezzo orario riconosciuto all’energia non prodotta, rispetto al valore determinato in MGP, e/o di un “premio” fisso per la disponibilità.

Con la seconda metodologia (a “energia garantita”), sempre per servizi a scendere richiesti ai produttori, viene fissato *ex-ante* un numero di ore (ad esempio, il 5% delle ore di funzionamento annue previste), in cui il DSO si riserva la facoltà di porre un tetto prefissato all’output del generatore, senza differenziare il *set point* ora per ora. Al produttore viene riconosciuta economicamente in maniera forfetaria – prendendo come riferimento per il calcolo il prezzo MGP medio annuo nella zona di mercato interessata - l’energia eventualmente non prodotta rispetto alle sue aspettative di produzione massima nell’orizzonte annuale. Anche in questo caso, la remunerazione oltre a mantenere il produttore economicamente neutrale rispetto al *curtailment*, prevederà una componente di incentivo.

Alcune ipotesi sui possibili meccanismi di remunerazione sono esposte in maniera più dettagliata, anche per i servizi “a salire” e per i casi relativi ai clienti passivi, nell’*Allegato - Approfondimenti sui possibili contratti di connessione flessibile da definire al di fuori della procedura competitiva*.

9 Definizione KPI per valutare i risultati della sperimentazione

Ai fini della definizione degli indici di prestazione atti a valutare i risultati della sperimentazione (*Key Performance Indicator - KPI*), ad integrazione di quelle già proposte al capitolo precedente, si adottano le seguenti definizioni:

- Asta di approvvigionamento della flessibilità: competizione indetta per la contrattualizzazione di un prodotto di flessibilità, in uno specifico PF;
- QO_i è la potenza offerta dal fornitore i -esimo sull'asta di approvvigionamento della flessibilità [kW];
- QC_i è la potenza attiva contrattualizzata con il fornitore i -esimo a seguito dell'esito dell'asta di approvvigionamento della flessibilità [kW];
- AF_i è la remunerazione oraria in potenza del prodotto di flessibilità riconosciuta al fornitore i -esimo per le ore contrattualizzate [€/kW];
- AF_{cap} è il valore massimo della remunerazione in potenza del prodotto di flessibilità stabilita per l'asta di approvvigionamento sulla base della valutazione costi-benefici [€/kW];
- SET_i settlement per il prodotto di flessibilità reso dal fornitore i -esimo [kWh];
- ED_i è l'*Expected Delivery*, quantità di prodotto richiesta (a seguito di ordine di attivazione) al fornitore i -esimo [kWh];
- UF_i è il prezzo di utilizzo la remunerazione in energia del prodotto di flessibilità riconosciuto al fornitore i -esimo [€/kWh];
- UF_{cap} è il valore massimo della remunerazione in energia del prodotto di flessibilità stabilita per l'asta di approvvigionamento sulla base della valutazione costi-benefici [€/kWh];
- h sono le ore di attivazione di un dato prodotto;
- AV_i sono le ore di disponibilità contrattualizzate al fornitore i -esimo, all'interno della finestra temporale di valutazione del KPI (semestre di consuntivazione).

Nell'ambito del progetto, si propone l'adozione degli indicatori "base" di misura delle prestazioni riportati nel seguito, riferibili ad un singolo prodotto di flessibilità acquisito dal Distributore tramite un'asta di approvvigionamento. Sulla base delle esigenze che emergeranno nel corso del progetto, potranno anche essere valutate diverse modalità di aggregazione degli indicatori "base" proposti:

- lungo la dimensione temporale (su più di un semestre)
- lungo la dimensione spaziale (aggregando gli indicatori a livello di provincia o intero sito pilota)
- per tipo di servizio di flessibilità (per tutti i prodotti funzionali alla risoluzione di congestioni o rimodulazione dei profili di scambio, per servizi in condizioni di regolare esercizio della rete o con rete riconfigurata su guasto).

Gli indicatori proposti possono essere suddivisi in base alla finalità:

- valutare l'efficacia delle procedure ad asta nel coinvolgere potenziali fornitori di flessibilità;
- valutare le prestazioni dei fornitori rispetto alla capacità di adempiere alle richieste di servizio;

- valutare la correttezza dei meccanismi di previsione delle criticità e dimensionamento dei prodotti di flessibilità da parte del DSO.

9.1 Indici atti a valutare l'efficacia delle procedure ad asta

9.1.1 *Liquidità di mercato per prodotto*

La liquidità di mercato può essere misurata come rapporto tra la totale flessibilità offerta sul mercato (ottenuta come somma delle offerte dei singoli fornitori) e la flessibilità effettivamente contrattualizzata dal distributore.

$$100 \cdot \frac{\sum_{n=1}^N QO_n}{\sum_{m=1}^M QC_m} \quad [\%]$$

Nell'equazione, al numeratore la sommatoria è sulle N offerte di flessibilità (QO_n) presentate dagli operatori sull'asta di flessibilità; il denominatore riporta le M offerte accettate dal distributore (capacità contrattualizzata).

9.1.2 *Costo della flessibilità per disponibilità di potenza*

Per la remunerazione della disponibilità di potenza, l'indicatore è dato dal costo medio in esito all'asta di approvvigionamento rispetto al costo "cap" massimo stabilito per l'asta sulla base della valutazione costi-benefici:

$$100 \cdot \frac{\sum_i QC_i \cdot AVi \cdot AF_i}{AF_{cap} \cdot \sum_i QC_i \cdot AVi} \quad [\%]$$

La sommatoria è estesa a tutti i contratti stipulati ad esito dell'asta di approvvigionamento della flessibilità.

9.1.3 *Costo della flessibilità per attivazione*

Il presente indicatore va a complementare l'analogo proposto in relazione alla remunerazione della disponibilità in potenza, come costo dell'energia movimentata a seguito degli ordini di attivazione rispetto al costo "cap" massimo assunto in esito alla valutazione costi-benefici:

$$100 \cdot \frac{\sum_i SET_i \cdot UF_i}{UF_{cap} \cdot \sum_i ED_i} \quad [\%]$$

La sommatoria è estesa a tutti gli ordini di attivazione emessi verso tutti i fornitori contrattualizzati per il prodotto in oggetto.

L'indicatore andrà calcolato tenendo in considerazione che, come riportato al precedente paragrafo, nessun pagamento sarà dovuto per eventuali servizi di flessibilità erogati in misura inferiore al minimo previsto contrattualmente.

9.2 Indici atti a valutare la capacità previsionale e di dimensionamento dei servizi

9.2.1 *Ordini di attivazione trasmessi*

L'indicatore si propone di valutare l'efficacia delle procedure attuate dal DSO nello stimare in anticipo l'effettiva occorrenza delle criticità da risolvere tramite servizi di flessibilità e dunque gli ordini di attivazione che verranno trasmessi per un dato prodotto.

Il numero di ordini di attivazione stimati è parte delle informazioni fornite dal DSO preliminarmente all'avvio dell'asta per l'approvvigionamento dei servizi.

$$100 \cdot \frac{n^{\circ} \text{ di ordini di attivazione effettivi}}{n^{\circ} \text{ di ordini di attivazione stimati}} \quad [\%]$$

9.2.2 Dimensionamento del servizio – Capacità attivata

L'indicatore proposto rappresenta la percentuale di servizio effettivamente sfruttato, tramite gli ordini di attivazione, rispetto a quanto teoricamente disponibile.

$$100 \cdot \frac{\sum_i ED_i}{\sum_i QC_i} \quad [\%]$$

La sommatoria è estesa a tutti i contratti stipulati ad esito dell'asta di approvvigionamento della flessibilità.

9.2.3 Dimensionamento del servizio - Tempo di attivazione

L'indicatore proposto rappresenta il rapporto tra gli intervalli temporali h nei quali risulta effettivamente inviato un ordine di attivazione (ad almeno un fornitore) e gli intervalli totali di disponibilità contrattualizzati:

$$100 \cdot \frac{h}{\sum_i AV_i} \quad [\%]$$

9.2.4 Dimensionamento del servizio – Efficacia delle attivazioni

L'efficacia del prodotto di flessibilità dimensionato per risolvere le problematiche di rete è valutata considerando l'effettiva risoluzione di una criticità a seguito dell'attivazione di un servizio richiesto (per i casi in cui sia stato effettivamente fornito):

$$100 \cdot \frac{n^{\circ} \text{ criticità di rete risolte}}{n^{\circ} \text{ criticità rilevate}} \quad [\%]$$

Al numeratore è riportato il numero di criticità di rete (es. congestioni) che hanno trovato effettiva risoluzione nella finestra considerata grazie ai servizi di flessibilità; al denominatore vi è invece il totale delle criticità rilevate nel medesimo periodo. Questo indicatore prende in considerazione solo i servizi attivati ed effettivamente forniti come richiesto (per cui la prestazione SETa = EDa).

9.3 Indici atti a valutare le prestazioni dei fornitori

9.3.1 Affidabilità - rispetto delle richieste di attivazione

L'indicatore mira a valutare l'effettiva fornitura della flessibilità nei tempi e nelle quantità richieste, come rapporto tra:

- Settlement (definito al paragrafo 8.4);
- Expected Delivery;

$$100 \cdot \frac{\sum_i SET_i}{\sum_i ED_i} \quad [\%]$$

Con sommatoria estesa a tutti gli ordini di attivazione emessi verso tutti i fornitori contrattualizzati per il prodotto in oggetto.

9.4 Riepilogo KPI

Si riporta in Tabella 4 il riepilogo degli indici definiti nei precedenti paragrafi con evidenza sintetica della rappresentazione analitica degli stessi:

Tabella 4 - Riepilogo KPI

Tipologia	Indice	Formula	Unità di misura
Indici atti a valutare l'efficacia delle procedure ad asta	Liquidità di mercato	$100 \cdot \frac{\sum_{n=1}^N QO_n}{\sum_{m=1}^M QC_m}$	[%]
	Costo effettivo della disponibilità	$100 \cdot \frac{\sum_i QC_i \cdot AV_i \cdot AF_i}{AF_{cap} \sum_i QC_i \cdot AV_i}$	[%]
	Costo effettivo dell'utilizzo	$100 \cdot \frac{\sum_i SET_i \cdot UF_i}{UF_{cap} \cdot \sum_i ED_i}$	[%]
Indici atti a valutare la capacità previsionale e di dimensionamento dei servizi	Ordini di attivazione trasmessi	$100 \cdot \frac{n^o \text{ di ordini di attivazione effettivi}}{n^o \text{ di ordini di attivazione stimati}}$	[%]
	Capacità attivata	$100 \cdot \frac{\sum_i ED_i}{\sum_i QC_i}$	[%]
	Tempo totale di attivazione	$100 \cdot \frac{h}{\sum_i AV_i}$	[%]
	Efficacia delle attivazioni	$100 \cdot \frac{n^o \text{ criticità di rete risolte}}{n^o \text{ criticità rilevate}}$	[%]
Indici atti a valutare le prestazioni dei fornitori	Affidabilità	$100 \cdot \frac{\sum_i SET_i}{\sum_i ED_i}$	[%]

10 Attivazione dei servizi di flessibilità e ipotesi per ulteriori sperimentazioni

10.1 Modalità di attivazione dei servizi

Ai fini del progetto pilota verranno contrattualizzati servizi con modalità di attivazione *condizionale*: l'aggiudicazione del contratto non garantisce che i servizi ancillari locali saranno attivati da ED, né impegna ED ad attivarli in una determinata quantità o in determinato periodo all'interno della finestra di disponibilità contrattualizzata.

Gli ordini di attivazione dell'Aggregato, contenenti il dettaglio della quantità e durata richiesta (all'interno della finestra di disponibilità contrattualizzata), saranno comunicati entro il **"Tempo di Attivazione"** contrattualizzato.

La soluzione per l'inoltro di **messaggi di attivazione di flessibilità sarà basata su un sistema di messaging** pubblico e criptato in grado di certificare il mittente e di garantire l'avvenuta ricezione da parte del BSP ricevente.

Tale soluzione sarà costruita in modo tale da garantire un utilizzo manuale (attraverso un client installabile multipiattaforma anche su Mobile device): in questo caso il ricevente potrà leggere la richiesta e attuare la modulazione richiesta. Sarà garantito anche un utilizzo in modo 'automatico': in questo caso il client permetterà meccanismi/API di automazione che consentano al BSP di agire anche senza presidio umano con tempi di azione certi e più brevi.

Il BSP sarà responsabile di attuare gli ordini di attivazione ricevuti per le risorse sotto la propria responsabilità, individuando una modalità di connessione tale da garantire affidabilità e sicurezza dello scambio dati.

Mediante lo stesso sistema di messaging, BSP dovrà informare preventivamente ED della motivata **indisponibilità dell'Aggregato contrattualizzato**, in caso di guasto, manutenzione programmata o forza maggiore.

10.2 Ipotesi di sperimentazione presso l'utenza di dispositivi funzionali all'erogazione di servizi (CCI/CE2G)

Ad integrazione di quanto descritto al paragrafo sulle modalità di attivazioni del prodotto, ED intende esplorare modalità di regolazione diretta, che consentano di attuare comandi in tempo reale sulle risorse connesse e provviste di specifiche interfacce.

In linea con gli obiettivi di digitalizzazione della rete di distribuzione e ai fini del progetto pilota, le soluzioni tecnologiche avanzate per il telecontrollo ed automazione implementate da ED andranno integrate a tali dispositivi di interfaccia funzionali all'erogazione di servizi, fra cui si distinguono:

- Il Controllore Centrale di Impianto (CCI) per specifiche applicazioni di media tensione;
- Dispositivi connessi al Contatore Elettronico (CE) per le applicazioni di bassa tensione. Nelle more delle attività di normazione presso il Comitato CEI, ED intende sperimentare dispositivi che sfruttino il canale di comunicazione "CHAIN3".

10.2.1 Controllore Centrale di Impianto

Per quanto concerne i requisiti di integrazione del CCI, di cui agli *Allegati O e T* della norma *CEI 0-16 (11)* per la connessione degli impianti, in ottemperanza a quanto specificato nell'*Allegato A.6* al Codice di Rete di

Terna (21) (in accordo al *Regolamento UE 2017/1485 SOGL – System Operation Guideline* (22)) e dalla *Delibera ARERA 36/2020/R/eel* (23), saranno testate le funzionalità inerenti:

- lo scambio dati fra produttore e DSO (osservabilità);
- la regolazione di tensione e la limitazione di potenza al punto di consegna (controllabilità);
- la partecipazione della Risorsa al mercato dei servizi ancillari locali, la gestione ottimale dell'impianto, etc. (servizi di flessibilità).

La tecnologia *Smart Grids* impiegata da ED si propone di massimizzare le risorse connesse alla rete di distribuzione (*Hosting Capacity*) e fronteggiare l'impatto delle DERs su parametri elettrici specifici quali il profilo della tensione.

ED e ha già implementato in tal senso tecnologie per la *Regolazione Evoluta* della Tensione di sbarra di cabina primaria ("REG V1"), agendo sul variatore sotto carico del trasformatore AT/MT (nell'ambito dei progetti di sperimentazione *Puglia Active Network* (24), *GRID4EU* (25), *EUSysFlex* (26)), e la regolazione diretta dei generatori connessi ("REG V2") (nell'ambito dei progetti *Grid4EU*, *Isernia*, *EUSysFlex*), in quanto la regolazione diretta da parte del DSO non è contemplata dall'attuale quadro regolatorio.

Il requisito di osservabilità richiede che il DSO acquisisca ogni quattro secondi le misure provenienti dagli impianti di generazione distribuita connessi in MT, che dovranno essere dotati del CCI – nei termini previsti dalla *Deliberazione ARERA 540/2021/R/eel* (27)- qualora la potenza di impianto sia $\geq 1\text{MW}$ (cd. "*perimetro standard*"), sfruttando lo standard di comunicazione **IEC61850** tra il dispositivo stesso e le **Remote Terminal Unit** (RTU) di cabina primaria (**TPT2020**) impiegate da ED, secondo lo schema di Figura 21

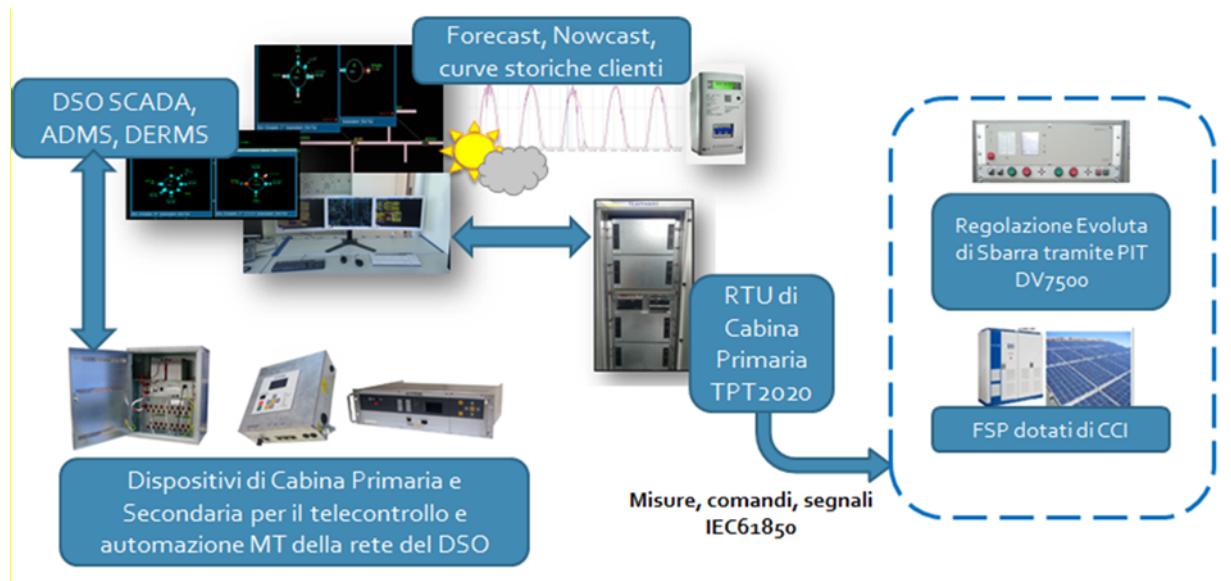


Figura 21 - Schema di comunicazione

Il CCI si inserisce quindi nel contesto di una più avanzata regolazione di rete in parte già esplorata, al cui interno la "REG V2" è finalizzata ad un esercizio della rete di distribuzione più efficiente e in grado di abilitare concetti come quello di *resilienza* di rete in contesti di emergenza.

Nell'ambito della normativa CEI 0-16 è previsto che i generatori possano implementare la regolazione della potenza reattiva per il supporto alla tensione, sfruttando i propri profili di capability per scambiare potenza reattiva senza degradare la potenza attiva del generatore.

Questo tipo di regolazione potrebbe altresì inserirsi in una nuova tipologia di controllo di esercizio, esteso anche alla regolazione della potenza attiva, tale per cui possa essere superato il criterio basato solo sull'eventuale tele-distacco dei clienti connessi nel fronteggiare le diverse contingenze di rete, indipendentemente quindi dall'implementazione di un mercato locale delle risorse.

Per utilizzare e valorizzare appieno le funzionalità del CCI, con invio dei segnali di regolazione di potenza anche legati all'erogazione di servizi ancillari locali (attivazione dei servizi), è fondamentale la definizione dei prodotti di flessibilità attivabili tramite il meccanismo di mercato regolato di cui ai paragrafi precedenti.

10.2.2 Dispositivi connessi al CE2G

Relativamente alle applicazioni in BT, ED si propone di integrare, ai fini del controllo delle risorse, una tipologia di dispositivo che collega il **CE2G** direttamente al sistema centrale di acquisizione delle misure e di telegestione sfruttando il canale di comunicazione **CHAIN3** attivabile negli *Open Meter*, che ED sta sviluppando nell'ambito dell'osservabilità della rete di bassa tensione con una sperimentazione in campo su alcune utenze connesse alla rete nella zona di Matera.

In via analoga a quanto illustrato per il dispositivo CCI, il dispositivo CHAIN3 integrato al CE2G (ad oggi la soluzione si presenta come una basetta "intelligente" interposta tra la basetta di installazione standard e il CE) soddisfa i requisiti di Terna sull'osservabilità della generazione distribuita BT fungendo da gateway RF/LTE tra il misuratore e il sistema centrale, acquisendo e trasmettendo un set di misure dagli impianti di produzione connessi alla rete BT, sia che tramite il misuratore "di produzione" (cosiddetto 'M2') sia tramite il misuratore 'M1' installato nel punto di scambio.

Il dispositivo CHAIN3 ad oggi è quindi in grado di rilevare il flusso della potenza prodotta dal CE2G, trasmettendo i dati della potenza istantanea, campionati ogni 20 secondi o altra tempistica, sfruttando una connessione verso il sistema centrale che avviene sfruttando un modem LTE integrato nel dispositivo.

Le misure che è possibile acquisire per migliorare le strategie di monitoraggio della rete possono essere molteplici e includono tra le altre le potenze di tipo attivo e reattivo (capacitivo o induttivo) e vari parametri legati alla qualità del servizio o alla qualità della tensione, arrivando a coprire in linea generale tutte le informazioni presenti all'interno del CE2G.

Ai fini quindi del soddisfacimento dei requisiti di osservabilità, il dispositivo CHAIN3 si interfaccia dunque con il CE2G sfruttando il canale RF 169MHz a bassa potenza, ma è predisposto per operare anche su un canale Bluetooth Low Energy (BLE) potenzialmente attivabile negli *Open Meter*; l'architettura del sistema è descritta in Figura 22

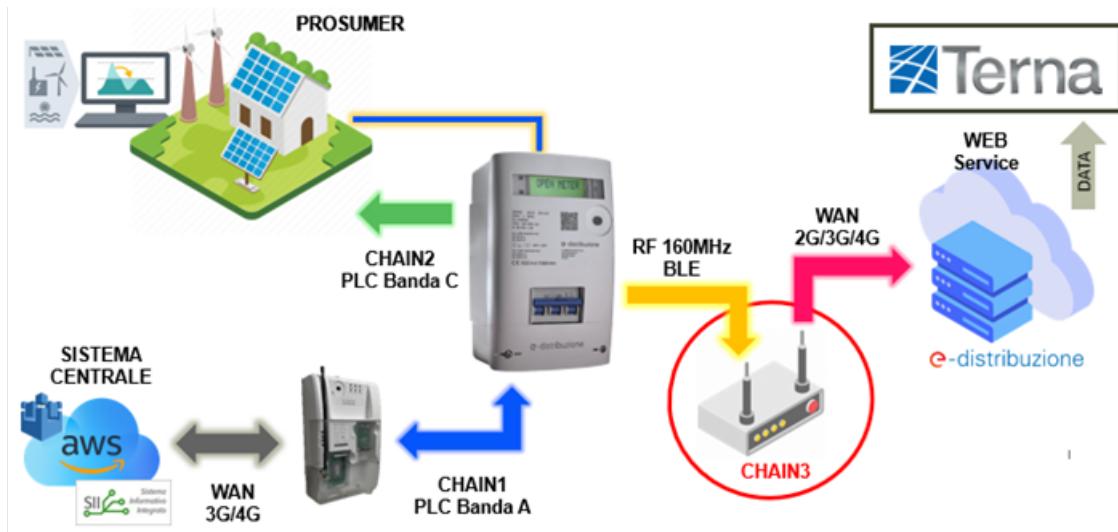


Figura 22 - Integrazione del CHAIN3 nell'architettura attuale di e-distribuzione

11 Allegato - Descrizione dello strumento di calcolo utilizzato

Gli studi sono stati condotti da ENSIEL mediante un software di pianificazione per le reti elettriche di distribuzione in MT sviluppato nel corso degli anni presso l'unità di Sistemi Elettrici per l'Energia del Dipartimento di Ingegneria Elettrica ed Elettronica – Università di Cagliari. Tale software consente lo studio dell'espansione ottima di una rete elettrica di distribuzione in un determinato orizzonte temporale, assumendo un tasso di crescita annuo del carico e della generazione.

I calcoli di rete sono eseguiti risolvendo equazioni di Load Flow lineari, ottenute rappresentando gli utilizzatori a corrente costante. Tali ipotesi sono accettabili a livello di reti di distribuzione grazie ai piccoli sfasamenti (linee corte) e alla ridotta variabilità della tensione di nodo.

Le equazioni scritte fanno riferimento ad un sistema elettrico simmetrico ed equilibrato, valido per la rete di distribuzione in MT. Grazie a questa linearizzazione, è stato realizzato un Load Flow probabilistico semplificato per tener conto dell'incertezza della domanda e soprattutto della generazione da fonti rinnovabili.

Nello specifico, le distribuzioni di probabilità delle tensioni nei nodi e delle correnti nei rami si ottengono come semplice combinazione lineare di variabili stocastiche (correnti ai nodi), assunte tutte Gaussiane. Gli utilizzatori (carichi e/o generatori) sono, inoltre, rappresentati attraverso uno o più profili annui tipici, discretizzati con intervalli di un'ora. Pertanto, per ogni intervallo elementare, carichi e generatori sono descritti attraverso una distribuzione Gaussiana, con specifici valori medi μ e deviazioni standard σ , che definisce una banda di incertezza intorno al valore medio adottato per le curve di carico e generazione previsti nello studio.

L'assunzione di una distribuzione di probabilità Normale, per tutte le variabili d'ingresso al problema del Load Flow, costituisce un buon compromesso tra accuratezza e tempi di elaborazione, e risulta generalmente accettabile in studi di pianificazione per reti elettriche di distribuzione.

Oltre al calcolo di rete probabilistico e alla valutazione dei vincoli tecnici in termini di rischio accettabile, il tool utilizzato è anche in grado di considerare la flessibilità offerta dalla gestione attiva delle risorse presenti nel sistema elettrico quale alternativa di pianificazione ai tradizionali rinforzi di rete. In particolare, è possibile attivare sia azioni applicate continuativamente (durante l'esercizio ordinario) per il miglioramento dell'efficienza della rete elettrica, sia azioni eseguite occasionalmente (taglio della generazione, controllo attivo della domanda) per garantire il rispetto dei vincoli tecnici in qualunque condizione operativa di rete: sana o riconfigurata in emergenza senza un elemento di rete (analisi di sicurezza alla N – 1).

In Figura 23 è descritto il diagramma di flusso della valutazione tecnica di ogni soluzione di pianificazione sia tradizionale (rinforzo della rete) sia innovativa (sfruttamento della flessibilità dalle DER).

Il blocco indicato con 'ANM' è quello che implementa lo sfruttamento della flessibilità proveniente dalle DER per la risoluzione di possibili contingenze. Esso esegue un'ottimizzazione basata sulla programmazione lineare (LP – Linear Programming), in cui la funzione obiettivo da minimizzare è rappresentata dalla sommatoria dei costi di gestione delle DER, mentre vincoli di uguaglianza e disuguaglianza sono impostati per rappresentare i vincoli tecnici sulle tensioni nei nodi e le correnti nei rami.

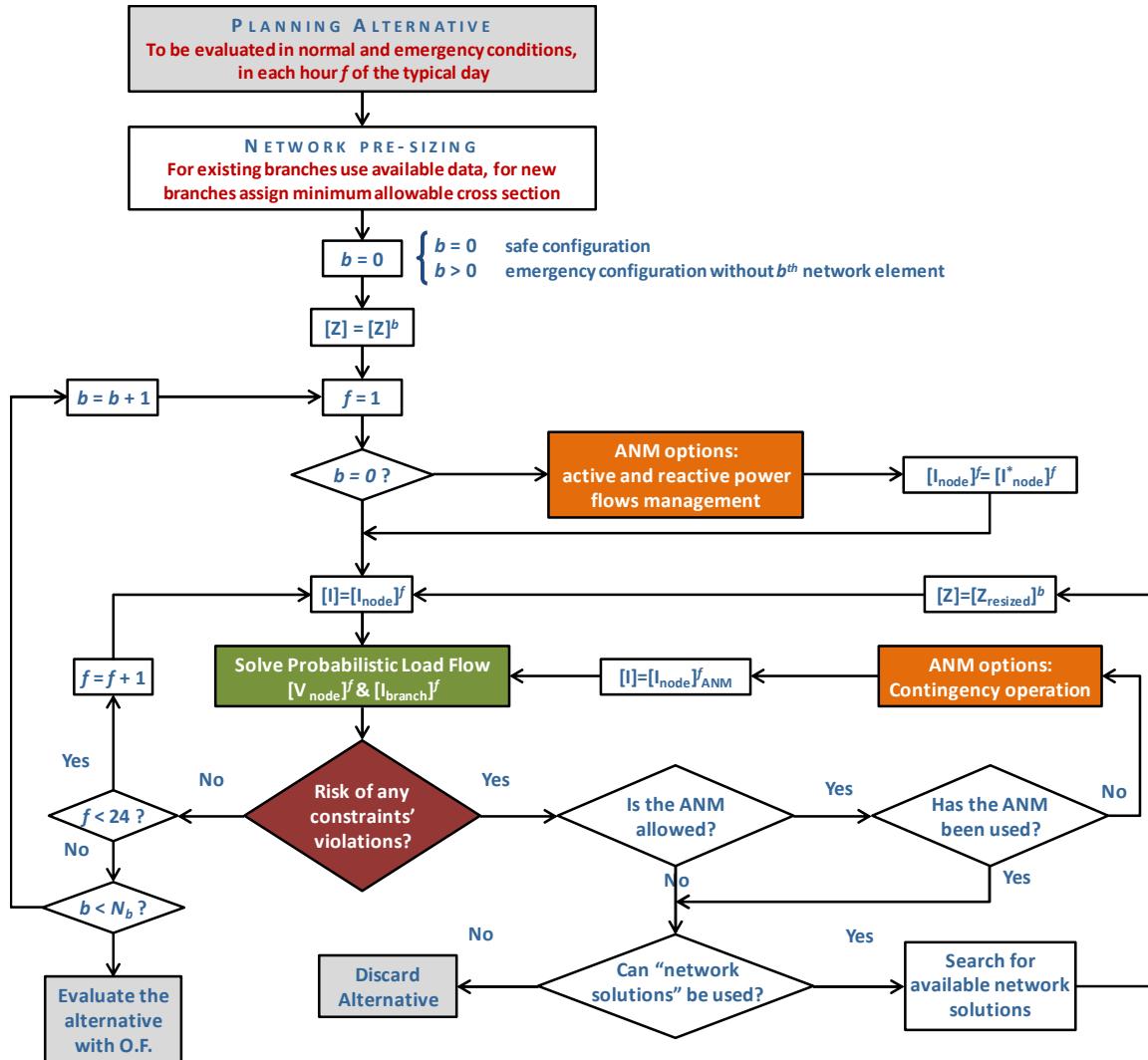


Figura 23 - Diagramma di flusso per la valutazione tecnica delle soluzioni di pianificazione (ANM: Active Network Management)

La procedura adottata è utile per stimare il rischio complessivo che caratterizza una data rete elettrica di distribuzione. A tale scopo, nella prima fase del calcolo tutte le soluzioni di pianificazione (gestione attiva o ridimensionamento) sono bloccate per determinare la probabilità di violazione di ogni vincolo tecnico (p_{vv}) in ogni condizione operativa.

Sono quindi memorizzate tutte le condizioni di esercizio in cui risulti una $p_{vv} > 0$, escludendo tutti i casi in cui i valori estremi della tensione di nodo o della corrente di ramo (assunti pari a $\mu \pm 3\sigma$) non superino il limite tecnico ($p_{vv} = 0$).

Questa probabilità, moltiplicata per la probabilità (p_{bf}) di occorrenza delle specifiche condizioni operative (f -esima ora del giorno tipo e b -esima configurazione di rete nell'analisi di sicurezza N – 1, con $b=0$ per rete

sana), formerà il rischio di violazione del vincolo tecnico (eccessiva c.d.t., eccessiva sovratensione o sovraccorrente), R_{bf} .

La somma di tutti questi singoli rischi fornisce una stima del rischio complessivo (R_{TOT}) per l'intera rete esaminata (Figura 24), esprimibile come il numero di ore annuali nelle quali si hanno violazioni.

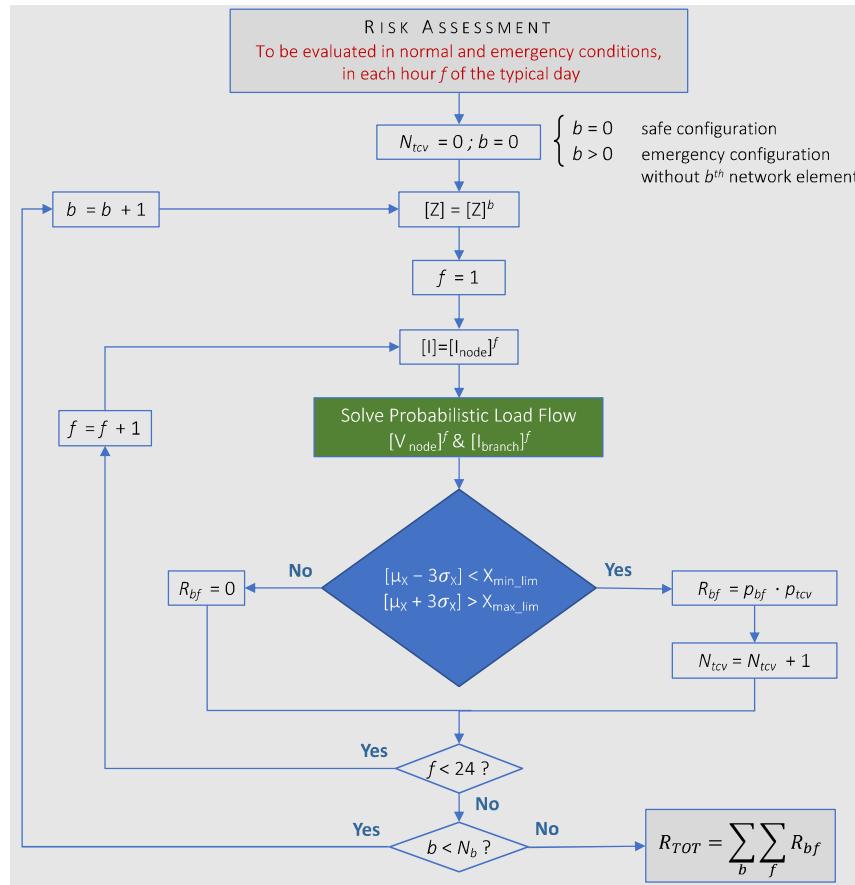


Figura 24 - Diagramma di flusso della valutazione aggiornata del rischio (Nc: numero possibili contingenze)

Successivamente, tutti i casi di contingenza memorizzati (ossia con $R_{fb} > 0$) vengono riesaminati per eliminare o ridurre il rischio di violazione attraverso l'adozione di una opzione di pianificazione (rinforzo di rete o ricorso alla flessibilità da DER).

Tenendo conto dei costi necessari per implementare l'opzione di pianificazione, sarà possibile identificare la combinazione di interventi migliore, secondo una valutazione di rapporto costi-benefici, per ottenere una rete che rispetti il vincolo di rischio massimo accettabile.

12 Allegato - Approfondimenti sui possibili contratti di connessione flessibile da definire al di fuori della procedura competitiva

Vengono esposti di seguito i possibili meccanismi di riferimento per la definizione dei contratti di connessione flessibile, da sperimentare e mettere a punto nell'ambito del progetto pilota.

ED intende definire e proporre due tipologie di accordi di connessione flessibili: uno dedicato agli impianti di generazione e accumulo connessi in MT e uno ai clienti passivi MT.

Considerando gli impianti di generazione/accumulo, per i servizi “a scendere”, il meccanismo ipotizzato sarebbe il seguente: adottando i suoi tool di simulazione, e considerando le baseline eventualmente fornite dai produttori, il DSO effettua una previsione dei flussi di potenza nella sua rete e, nell'eventualità di una possibile congestione, pianifica una riduzione della generazione distribuita chiedendo ai produttori che hanno sottoscritto contratti di connessione “flessibile” di limitare l'immissione rispetto all'output atteso previsto dal loro programma.

Si possono ipotizzare due metodologie di *curtailment*:

- a “capacità garantita”, con compensazione puntuale su base oraria;
- a “energia garantita”, con compensazione forfetaria;

Con la prima metodologia, viene assicurata al produttore la possibilità di immettere sempre fino a un livello di potenza prestabilito e “garantito”, mentre valori di potenza superiori possono essere soggetti a limitazioni temporanee. Non viene stabilito a priori un numero massimo di limitazioni in corso d'anno e viene riconosciuta al produttore una remunerazione calcolata in modo puntuale (su base oraria) a posteriori.

Il cap è fissato, in ciascuna ora T_i di interesse, come livello massimo di potenza erogabile (“ $P_{capped_{Ti}}$ ” in Figura 25) inviato ex-ante dal DSO al produttore, garantendo la possibilità di immettere sempre fino al valore $P_{guaranteed}$ (a qualsiasi ora, $P_{capped_{Ti}}$ dovrà essere $\geq P_{guaranteed}$).

Si propone una remunerazione calcolata, in ciascuna ora T_i , come prodotto tra la somma di due componenti di energia - la “mancata produzione attesa” ($P_{exp_{Ti}} - P_{capped_{Ti}}$) e una “potenziale mancata produzione superiore alle attese” con un coefficiente α di derating, $\alpha \cdot (P_{max} - P_{capped_{Ti}})$ - e il prezzo MGP nell'ora T_i .

Il primo componente compensa la perdita di ricavi causata dalla mancata produzione, il secondo componente, che tiene conto della potenziale opportunità di *upside* “persa”, rappresenta un “incentivo” per il produttore ad aderire alla sperimentazione.

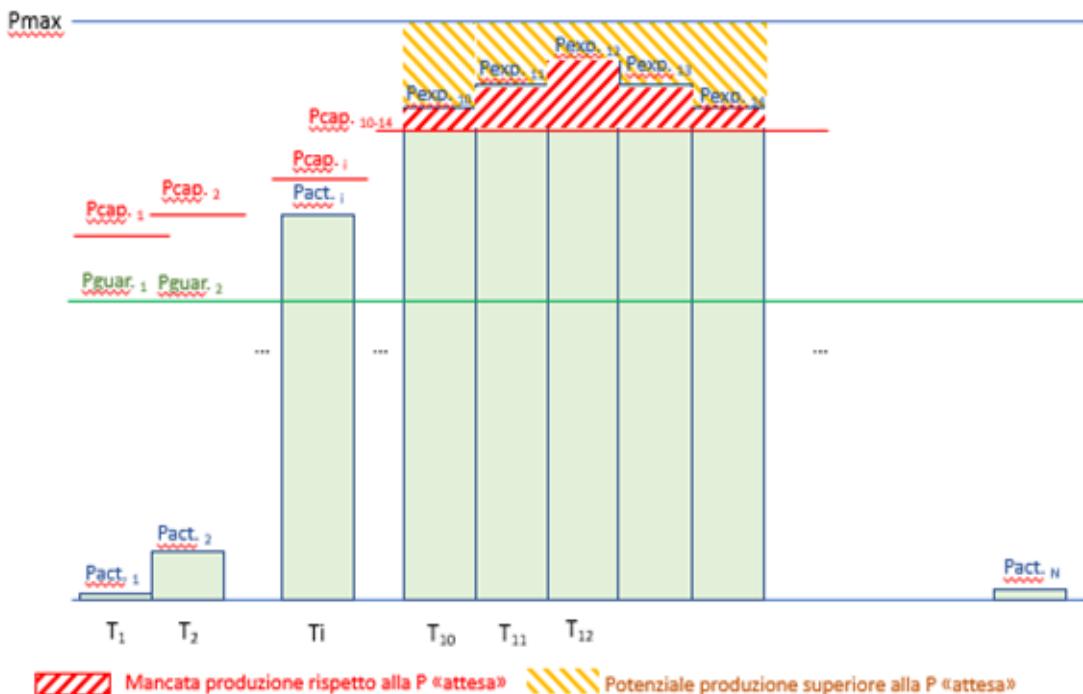


Figura 25 - Produttore, servizio a scendere, warranted capacity

$$Rem1 = \sum_{Ti=1}^{Ti=N} [(P_{expTi} - P_{cappedTi}) + \alpha \cdot (P_{max} - P_{cappedTi})] \cdot Prezzo\ MGP_{Ti}$$

Si potrà valutare, sulla base del livello iniziale di partecipazione dei potenziali fornitori, l'eventuale riconoscimento di una ulteriore *fee “a gettone”*, ad esempio per ciascun giorno di attivazione.

In alternativa, potrebbe essere sperimentato un corrispettivo di remunerazione *Rem2* determinato dalla sommatoria dei prodotti della sola mancata produzione attesa in ciascuna ora T_i per un prezzo unitario maggiorato di uno *Spread%* rispetto a quello formatosi in *MGP* nella stessa ora, atto a coprire sia la remunerazione del servizio sia l'eventuale incentivo.

$$Rem2 = \sum_{Ti=1}^{Ti=N} (P_{expTi} - P_{cappedTi}) \cdot (Prezzo\ MGP_{Ti} + Spread\%)$$

Il valore di *Spread%* verrebbe concordato tra DSO e potenziali fornitori annualmente, per tener conto dell'evoluzione dell'offerta nel contesto locale.

Una ulteriore alternativa (metodo con “premio di disponibilità” fisso) potrebbe prevedere una remunerazione *Rem3* data dalla sommatoria dei prodotti della mancata produzione attesa in ciascuna ora T_i per il prezzo *MGP* alla stessa ora, incrementata di un “Premio” annuo per la disponibilità al servizio, stabilito in fase di selezione delle risorse.

$$Rem3 = \sum_{Ti=1}^{Ti=N} (P_{expTi} - P_{cappedTi}) \cdot Prezzo\ MGP_{Ti} + Premio$$

Il premio accettato dal BSP per aderire alla sperimentazione costituirebbe una variabile “competitiva” per accedere al meccanismo e potrebbe essere decurtato in caso di mancato rispetto degli obblighi (ad esempio, significativi errori nell'esecuzione delle limitazioni).

Con la seconda metodologia (a “energia garantita”), sempre per servizi “a scendere richiesti” ai produttori, viene fissato *ex-ante* un numero di ore (ad esempio, il 5% delle ore di funzionamento annue previste), in cui il DSO si riserva la facoltà di porre un tetto all’output del generatore, pari al livello di potenza atteso in base alla “curva di durata” caratteristica dell’impianto (P_{cap} nel grafico di Figura 26), senza differenziare il set point ora per ora.

Al produttore viene riconosciuta economicamente in maniera forfetaria l’energia eventualmente non prodotta rispetto alle aspettative, ipotizzando che il *curtailment* avvenga nelle ore di produzione massima (area triangolare ABC nella figura), valorizzata al prezzo MGP medio annuo nella zona di mercato interessata.

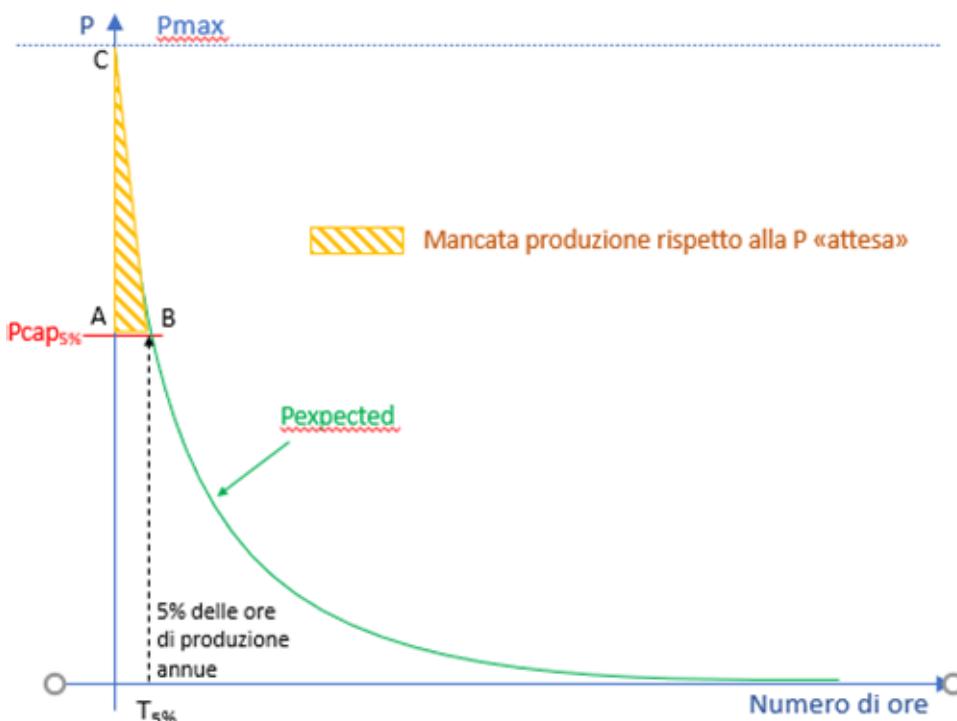


Figura 26 - Produttore, servizio a scendere, warranted energy

Per il produttore il “margine” incentivante è dato dal valore di mercato della differenza tra l’energia non immessa compensata a forfait (area rettangolare ABC) e quella, inferiore, effettivamente “tagliata” nelle ore T^* di intervento del DSO (area triangolare A^*B^*C in Figura 27).

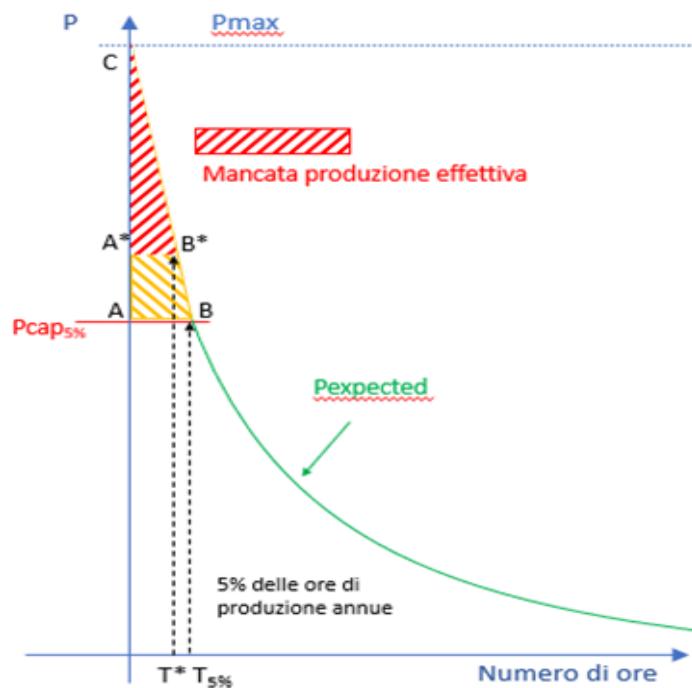


Figura 27 - Rappresentazione del margine incentivante per il produttore

Nel caso di impianto con accumulo, il DSO e il proprietario dell'impianto potrebbero concordare *ex ante* una variazione di potenza a scendere "standard" ΔP_{acc} calibrata sulle caratteristiche dell'impianto e sulle esigenze di *curtailment* più probabili in quella porzione di rete MT, e l'energia oggetto della compensazione forfetaria sarebbe data (considerando di nuovo l'esempio di attivazioni per un massimo del 5% delle ore annue di funzionamento) dal prodotto $T_{5\%} \cdot \Delta P_{acc} \cdot$ Prezzo MGP medio. Anche in questo caso il margine per il BSP è determinato dalla differenza tra l'energia non immessa compensata a forfait ($T_{5\%} \cdot \Delta P_{acc}$) e quella, inferiore, effettivamente "tagliata" nelle ore T^* di richiesta di attivazione da parte del DSO ($T^* \cdot \Delta P_{acc}$). Inoltre, l'energia accumulata in risposta alle limitazioni poste dal DSO nelle ore critiche per la rete potrà essere utilizzata dal titolare dell'impianto in altre circostanze creando ulteriori opportunità di guadagno.

La metodologia a capacità garantita consente al DSO di modulare in modo più raffinato il *curtailment*, valutando le esigenze e fissando i capi di potenza ora per ora, ma è più complessa da un punto di vista gestionale e non consente di definire a priori con il possibile fornitore i volumi economici in gioco, aspetto importante per agevolare l'*engagement* dei BSP.

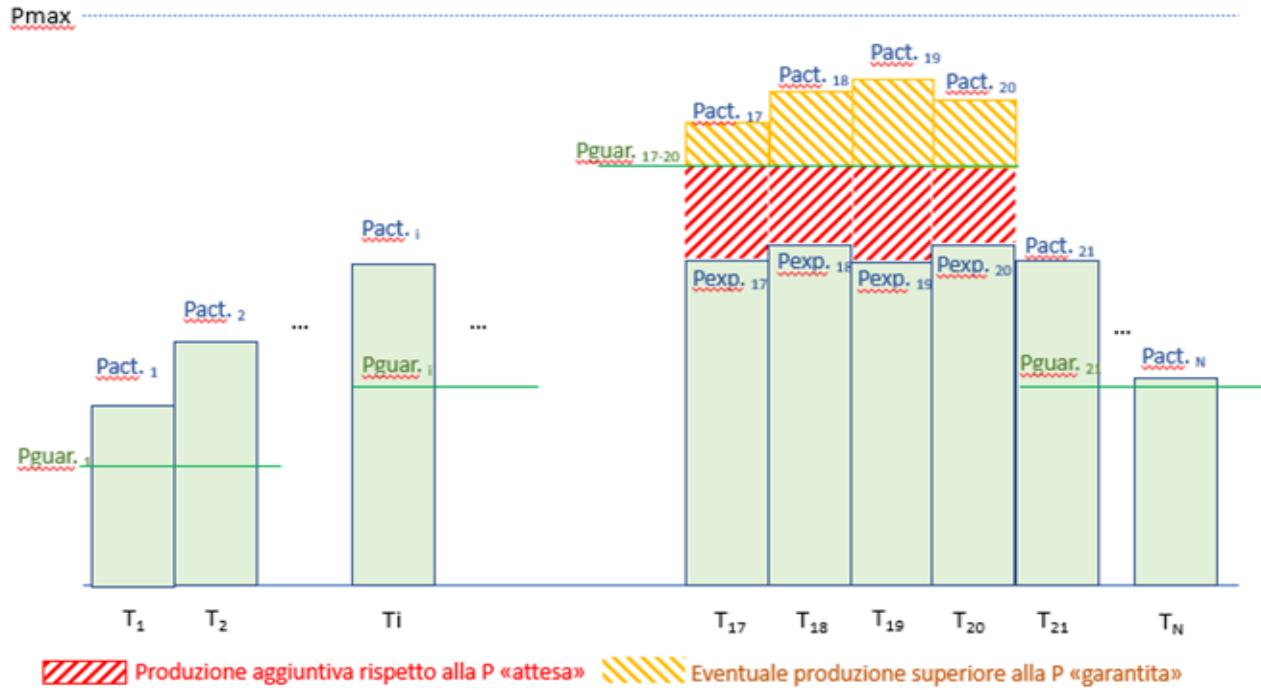
I servizi "a salire" potrebbero essere richiesti solo a impianti di produzione programmabili (mini-idro, o cogenerativi) o dotati di accumulo integrato, o ad eventuali accumuli "puri".

In queste fattispecie, si ipotizza di sperimentare solo una metodologia "a capacità garantita", dove la $P_{guaranteed}$ rappresenterebbe la potenza minima in immissione che il produttore/accumulo si impegna a garantire al DSO, aumentando il suo output rispetto a quello preventivato P_{exp} .

Si propone una remunerazione calcolata, in ciascuna ora T_i (v. Figura 28), come prodotto tra la somma di due componenti di energia - la "Produzione aggiuntiva da P_{exp} fino a $P_{guaranteed}$ " ($P_{guar-T_i} - P_{exp-T_i}$) e una "Eventuale

produzione superiore alla $P_{guaranteed}$ " con un coefficiente β di derating, $\beta \cdot (Pact_{Ti} - Pguar_{Ti})$ - e il prezzo MGP nell'ora T_i .

Anche in questi casi si potrà valutare, sulla base del livello iniziale di partecipazione dei potenziali fornitori, l'eventuale riconoscimento di una ulteriore *fee "a gettone"*, ad esempio su base giornaliera.



$$Rem4 = \sum_{Ti=1}^{Ti=N} [(Pguar_{Ti} - Pexp_{Ti}) + \beta \cdot (Pact_{Ti} - Pguar_{Ti})] \cdot Prezzo\ MGP_{Ti}$$

In alternativa, potrebbe essere sperimentato un corrispettivo di remunerazione Rem5 determinato dalla sommatoria dei prodotti della sola produzione aggiuntiva attesa in ciascuna ora T_i per un prezzo unitario maggiorato di uno $Spread_{up}\%$ rispetto a quello formatosi in MGP nella stessa ora, atto a coprire sia la remunerazione del servizio che l'eventuale incentivo.

$$Rem5 = \sum_{Ti=1}^{Ti=N} (Pguar_{Ti} - Pexp_{Ti}) \cdot (Prezzo\ MGP_{Ti} + Spread_up\%)$$

Il valore di $Spread_{up}\%$ verrebbe concordato tra DSO e potenziali fornitori annualmente, per tener conto dell'evoluzione dell'offerta nel contesto locale.

Una ulteriore alternativa ("premio di disponibilità" fisso) potrebbe prevedere una remunerazione Rem6 data dalla sommatoria dei prodotti della produzione aggiuntiva attesa in ciascuna ora T_i per il prezzo MGP alla

stessa ora, incrementata di un premio annuo prestabilito per la disponibilità al servizio, e che potrebbe rappresentare una “variabile competitiva” in fase di selezione delle risorse.

$$Rem6 = \sum_{Ti=1}^{Ti=N} (P_{guarTi} - P_{expTi}) \cdot Prezzo\ MGP_{Ti} + \text{Premio}$$

Con riferimento ai clienti finali MT si ipotizza di chiedere a tali potenziali BSP solo servizi “a salire” ovvero riduzioni di prelievo su input del DSO, adottando la metodologia a “capacità garantita”.

Il cap è fissato, in ciascuna ora T_i di interesse, come livello massimo di potenza assorbibile (“ $P_{capped_{Ti}}$ ” in Figura 29) inviato ex-ante dal DSO al produttore, garantendo la possibilità di prelevare sempre fino al valore $P_{guaranteed}$ (a qualsiasi ora, $P_{capped_{Ti}}$ dovrà essere $\geq P_{guaranteed}$).

In questo caso, non viene stabilito a priori un numero massimo di “limitazioni” in corso d’anno e viene riconosciuto al cliente un corrispettivo di compensazione calcolato in modo puntuale (su base oraria) a posteriori.

Si propone una remunerazione calcolata, in ciascuna ora T_i , come prodotto tra la somma di due componenti di energia - il “mancato prelievo atteso” ($P_{exp_{Ti}} - P_{capped_{Ti}}$) e un “eventuale mancato prelievo superiore alle attese” con un coefficiente γ di derating, $\gamma \cdot (P_{capped_{Ti}} - P_{act_{Ti}})$ - e il prezzo MGP nell’ora T_i . Il secondo componente, che premia il comportamento del cliente ancora più “virtuoso” rispetto all’esigenza di limitare l’assorbimento, rappresenta un incentivo ad aderire alla sperimentazione.

$$Rem7 = \sum_{Ti=1}^{Ti=N} [(P_{expTi} - P_{cappedTi}) + \gamma \cdot (P_{cappedTi} - P_{actTi})] \cdot Prezzo\ MGP_{Ti}$$

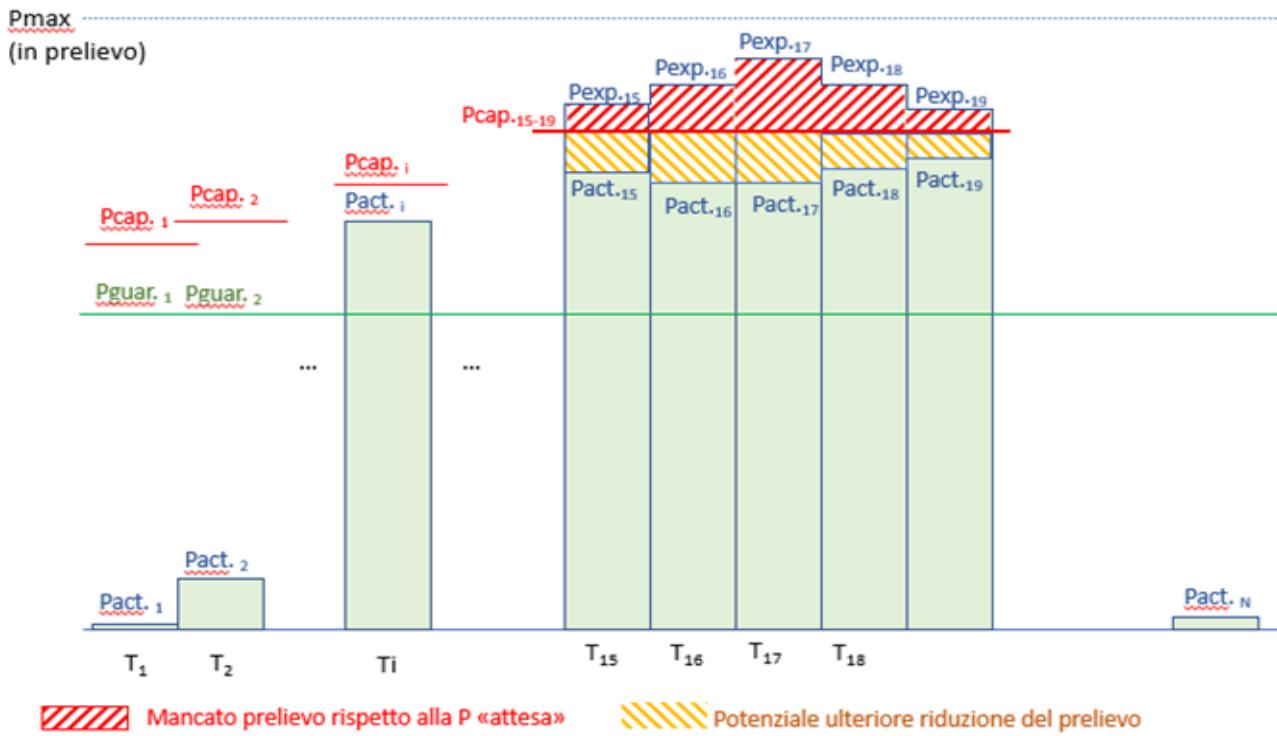


Figura 29 - Cliente passivo, servizio a salire, warranted capacity

In alternativa, potrebbe essere sperimentato un corrispettivo di remunerazione Rem8 determinato dalla sommatoria dei prodotti del solo "mancato prelievo atteso" in ciascuna ora T_i per un prezzo unitario maggiorato di uno $Spread_{up}\%$ rispetto a quello formatosi in MGP nella stessa ora.

$$Rem8 = \sum_{Ti=1}^{Ti=N} (Pexp_{Ti} - P_{capped}{}_{Ti}) \cdot (Prezzo\ MGP_{Ti} + Spread_up\%)$$

Il valore di $Spread_{up}\%$ verrebbe concordato tra DSO e potenziali fornitori annualmente, per tener conto dell'evoluzione dell'offerta nel contesto locale.

Come nel caso duale sopra descritto, un'ulteriore alternativa ("premio di disponibilità fisso") potrebbe prevedere una remunerazione Rem9 data dalla sommatoria dei prodotti dei mancati prelievi in ciascuna ora T_i per il prezzo MGP alla stessa ora, incrementata di un "premio" annuo per la disponibilità al servizio, stabilito in fase di selezione delle risorse.

$$Rem9 = \sum_{Ti=1}^{Ti=N} (Pexp_{Ti} - P_{capped}{}_{Ti}) \cdot Prezzo\ MGP_{Ti} + Premio$$

In tutte le ipotesi indicate, si potrebbe prevedere un ulteriore *bonus* riconosciuto nel caso in cui i produttori/clienti finali abbiano effettivamente assicurato il servizio richiesto, "a salire" o "a scendere",

almeno per una percentuale minima di casi nell'anno solare (percentuale stabilità nell'accordo). In questo modo, si incentiverebbero ulteriormente gli interessati a soddisfare quanto più possibile nel tempo le necessità di servizio avanzate dal DSO.

13 Riferimenti

1. **MISE.** Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza. *Ministero dello sviluppo economico.* [Online] <https://www.mise.gov.it/index.php/it/68-incentivi/2042324-piano-nazionale-di-riresa-e-resilienza-i-progetti-del-mise>.
2. **ARERA.** *Documento per la Consultazione 322/2019/R/eel - Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE) - Orientamenti complessivi.* 2019.
3. **ARERA.** *Deliberazione 352/2021/R/eel - Progetti pilota per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali.* 2021.
4. **EnSiEL, Consorzio.** [Online] <https://www.consortioensiel.it/>.
5. **Ltd, OPEN UTILITY.** Picloflex. [Online] <https://picloflex.com/>.
6. **ENEDIS.** *LES FLEXIBILITES LOCALES SUR LE RESEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE - APPEL A CONTRIBUTIONS DU 30/09/2021 AU 17/11/2021.* 2021.
7. **REFlex Project.** [Online] <https://reflex-project.eu/>.
8. **GOPACS.** GOPACS. [Online] <https://en.gopacs.eu/>.
9. **MISE.** Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima. *Ministero dello sviluppo economico.* [Online] <https://www.mise.gov.it/index.php/it/notizie-stampa/2040668-pniec2030>.
10. **E-DISTRIBUZIONE SpA.** Piano di Sviluppo annuale a pluriennale delle Infrastrutture di E-Distribuzione 2021-2023. *Portale di E-Distribuzione.* [Online] 2020. <https://www.e-distribuzione.it/archivio-news/2021/06/pubblicato-il-piano-di-sviluppo-annuale-e-pluriennale-2021-2023.html>.
11. **CEI COMITATO ELETROTECNICO ITALIANO.** *CEI 0-16 v. 2019-04 - Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.* 2019.
12. **ARERA.** *Deliberazione 559/2019/R/eel - Perdite sulle reti di distribuzione di energia elettrica [...].* 2019; *Deliberazione 117/2022/R/eel Revisione dei fattori percentuali convenzionali di perdita [...].* 2022.
13. **CONSIGLIO DELL'UNIONE EUROPEA; PARLAMENTO EUROPEO.** *Directive (EU) 2019/944 on common rules for the internal market for electricity.* 2019.
14. **ARERA.** *Consultazione 683/2017/R/eel - Applicazione dell'approccio totex nel settore elettrico. Primi orientamenti per l'introduzione di schemi di regolazione incentivante fondati sul controllo complessivo della spesa.* 2017.
15. **ARERA.** *Deliberazione 271/2021/R/com - Avvio di procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia di metodi e criteri di regolazione tariffaria basati sulla spesa totale (ROSS-base) per la determinazione del costo riconosciuto per i servizi [...].* 2021.
16. **ARERA.** *Consultazione 615/2021/R/com - Linee guida per lo sviluppo della regolazione ROSS-base da applicare a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas.* 2021.
17. **ARERA.** *Consultazione 317/2022/R/com - Ambito di applicazione dell'approccio ROSS e criteri di determinazione del costo riconosciuto secondo l'approccio ROSS BASE.* s.l. : Orientamenti, 2022; *Consultazione 655/2022/R/com - Criteri di determinazione del costo riconosciuto secondo l'approccio ROSS-base.* Orientamenti finali, 2022.

-
18. **ARERA.** *Deliberazione 300/2017/R/eel - Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica e alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo. Istituzione prog. pilota [...].* 2017.
19. **COMMISSIONE EUROPEA.** Horizon Europe Framework Programme (HORIZON). *Increasing energy system flexibility based on sector-integration services to consumers (that benefits system management by DSOs and TSOs).* 2021.
20. **ENERNOC.** The Demand Response Baseline - White Paper. [Online] 2011. https://www.naesb.org/pdf4/dsmee_group3_100809w3.pdf.
21. **TERNA SpA.** Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete. 2004.
22. **COMMISSIONE EUROPEA.** REGOLAMENTO (UE) 2017/1485. 2017.
23. **ARERA.** *Deliberazione 36/2020/R/eel - Verifica di conformità di proposte di modifica del codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete per l'implementazione delle disposizioni in merito a scambio dati, verifiche di adeguatezza e [...].* 2020.
24. **E-DISTRIBUZIONE SpA.** [Online] www.e-distribuzione.it/progetti-e-innovazioni/PAN.html.
25. **E-DISTRIBUZIONE SpA.** [Online] [https://www.e-distribuzione.it/progetti-e-innovazioni/grid4eu.html](http://www.e-distribuzione.it/progetti-e-innovazioni/grid4eu.html).
26. **European Project.** [Online] [https://eu-sysflex.com/](http://eu-sysflex.com/).
27. **ARERA.** *Deliberazione 540/2021/R/eel - Regolazione dello scambio dati tra Terna S.p.A., imprese distributrici e "Significant Grid User" ai fini dell'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale.* 2021.
28. **ENTSO-E, et al.** *Roadmap on the Evolution of the Regulatory Framework for Distributed Flexibility - A joint report by ENTSO-E and the European Associations representing DSOs (CEDEC, E.DSO, Eurelectric, GODE).* 2021.
29. **ARERA.** *TIS - Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (settlement).* 2021.
30. **ARERA.** *Deliberazione 87/2016/R/eel - Specifiche funzionali abilitanti i misuratori intelligenti in bassa tensione e performance dei relativi sistemi di smart metering di seconda generazione (2G) nel settore elettrico, ai sensi del D.L. 4 luglio 2014, n.102.* 2016.
31. **ARERA.** *TIT - Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica (2020-2023).* 2019.
32. **ARERA.** *TIME - Testo integrato delle disposizioni per la regolazione dell'attività di misura elettrica (Testo integrato misura Elettrica) (2016-2019).* 2016.
33. **European parliament and council.** EU monitor 14 Giugno 2019. [Online] <https://www.eumonitor.eu/9353000/1/j9vvik7m1c3gyxp/vkzda5zpqazl>.

