

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

Relazione tecnica del progetto pilota, aggiornata con riferimento alle attività previste nel 2026

Sommario

1	Contesto di riferimento	2
1.1	Individuazione delle aree pilota del progetto EDGE nel 2026.....	2
2	Definizioni	3
3	Analisi dello scenario per il progetto pilota.....	4
3.1	Definizione degli scenari di crescita	4
3.2	Individuazione del piano di espansione della rete	4
3.3	Valutazione dei costi.....	4
3.4	Valutazione dei benefici	5
4	Identificazione dei servizi ancillari locali: fabbisogno nel progetto pilota	6
4.1	Sintesi del fabbisogno di servizi sulle aree pilota	6
4.2	Identificazione delle utenze che possono erogare servizi sulle reti pilota.....	6
4.3	Modalità di fornitura e remunerazione dei servizi.....	7
5	Approvvigionamento dei servizi ancillari locali oggetto del pilota.....	9
5.1	Modalità di approvvigionamento - Regole piattaforma di mercato per contratti bilaterali.....	9
5.2	Regole tecnico-economiche per assegnazione gare	14
5.3	Regole per costruzione baseline, settlement e retribuzione dei servizi	15
6	Attivazione dei servizi di flessibilità.....	20
7	Allegato - Descrizione dello strumento di calcolo utilizzato	21

1 Contesto di riferimento

Il *Documento di Consultazione 322/2019* 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* 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.

Con la *Deliberazione 365/2023* ARERA ha approvato la proposta di progetto EDGE ("risorse di Energia Distribuite per la Gestione della rete di E-distribuzione") presentata da e-distribuzione, con riferimento all'approvvigionamento di servizi per l'anno 2024, prevedendo che il pilota possa proseguire negli anni successivi, eventualmente aggiornato al fine di tenere conto dei risultati che saranno nel frattempo emersi, previa approvazione da parte dell'Autorità.

Con *Deliberazione 516/2024* ARERA ha approvato la proposta di progetto EDGE presentata da e-distribuzione, con riferimento all'approvvigionamento di servizi per l'anno 2025.

La presente relazione tecnica descrive gli aggiornamenti al progetto EDGE concernenti le attività di sperimentazione pianificate nel 2026. In termini generali, l'impostazione attuale del pilota viene confermata, introducendo alcuni affinamenti sulla base delle esperienze acquisite nel 2024 e 2025 e agli esiti della consultazione pubblica conclusa nel luglio 2025. **Le novità sono evidenziate nei box in verde**

1.1 Individuazione delle aree pilota del progetto EDGE nel 2026

E-distribuzione ha condotto l'analisi e formulato le proposte contenute nel presente documento in collaborazione con l'Università di Cagliari; il perimetro di interesse del progetto pilota per il 2026 è rappresentato da porzioni delle reti selezionate nelle Regioni Piemonte, Veneto, Emilia-Romagna, Marche, Toscana, Sardegna e Puglia, come nell'anno precedente. La selezione è avvenuta in relazione ai dati di esercizio aggiornati e alla previsione di potenziali congestioni, correlate alla evoluzione delle connessioni e da ultimo, come negli anni precedenti, in base alla disponibilità di risorse dimensionalmente in grado di erogare servizi di flessibilità.

2 Definizioni

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

3 Analisi dello scenario per il progetto pilota

La procedura di seguito rappresentata, applicata per la previsione e l'analisi dello scenario atteso nelle aree del progetto pilota EDGE per il 2026, è caratterizzata dalle fasi descritte nei seguenti paragrafi; i dati di input sono aggiornati al periodo previsto di approvvigionamento dei servizi.

L'analisi ha fatto riferimento alle porzioni di rete selezionate come potenzialmente critiche sulla base di dati storici e delle previsioni di sviluppo. In particolare, le valutazioni numeriche hanno riguardato un campione delle reti di e-distribuzione nelle Regioni Piemonte, Veneto, Emilia-Romagna, Marche, Toscana, Puglia e Sardegna.

Diversamente dal 2025, dalla selezione iniziale non risultavano linee potenzialmente critiche nelle province di Cagliari e Fermo mentre è stata confermata l'analisi di rete nelle province di Cuneo, Padova, Reggio Emilia, Arezzo, Bari, Macerata, con aggiunta di Ancona e Ascoli Piceno per un totale di 36 Cabine Primarie e oltre 350 feeder MT.

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 fornito dall'Università di Cagliari. (vedi Allegato)

3.1 Definizione degli scenari di crescita

Sono stati costruiti scenari di sviluppo dei consumi coerenti con i dati storici e specifici dell'area locale di interesse con particolare riferimento alla crescita della produzione di energia elettrica da fotovoltaico sia in Bassa che in Media tensione.

In particolare, è stato considerato uno scenario di crescita della generazione BT basato sul *trend* delle richieste e delle attivazioni registrate negli ultimi 12 mesi nella singola provincia oggetto di analisi.

Per la generazione MT, invece, lo scenario di crescita considerato deriva dalle richieste di connessione di impianti di produzione in corso di validità che si prevede possano entrare in esercizio sulla linea nel corso del 2026.

Per la domanda è stato assunto un incremento annuo dello 0,5%.

3.2 Individuazione del piano di espansione della rete

Sono stati considerati tutti gli interventi di sviluppo della rete di distribuzione pianificati e il cui completamento è previsto entro la fine del 2026, includendo quindi anche il *Piano di Sviluppo annuale e pluriennale delle Infrastrutture di E-Distribuzione*, già approvato per il periodo 2025-2029.

3.3 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).

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*"). 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 quanto concerne la valorizzazione delle perdite, come negli anni precedenti, si basa 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 indicati come riferimento dalla regolazione nazionale.

3.4 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.

Con l'utilizzo di servizi di flessibilità nei casi selezionati si stima quindi, rispetto alla pianificazione secondo il classico schema "Fit&Forget" nell'orizzonte temporale della sperimentazione un risparmio sui costi complessivi citati nel paragrafo precedente.

4 Identificazione dei servizi ancillari locali: fabbisogno nel progetto pilota

4.1 Sintesi del fabbisogno di servizi sulle aree pilota

Come indicato nel capitolo 3, sono stati eseguiti calcoli di Load Flow probabilistico sugli oltre 350 feeder MT nelle Province preliminarmente selezionate secondo gli scenari di evoluzione descritti.

Assumendo come rischio massimo tollerabile il 5% delle ore annue di violazione dei parametri di rete ed eseguendo, sui casi che superano tale soglia, l'analisi costi-benefici descritta nello stesso capitolo 3, sono state selezionate le linee da portare in gara, con le relative quantità di potenza e le durate temporali necessarie.

L'esito dell'analisi sopra descritta ha portato ad individuare fabbisogni di servizi di flessibilità per un totale di circa 11 MW in servizi a scendere, e circa 6000 ore di disponibilità, localizzati in 2 delle province analizzate (Macerata e Bari).

Nella provincia di Bari il fabbisogno è localizzato sulla rete sottesa a 6 Cabine Primarie, lungo 10 linee.

Nell provincia di Macerata il fabbisogno è localizzato sulla rete sottesa a 4 Cabine Primarie, lungo 5 linee.

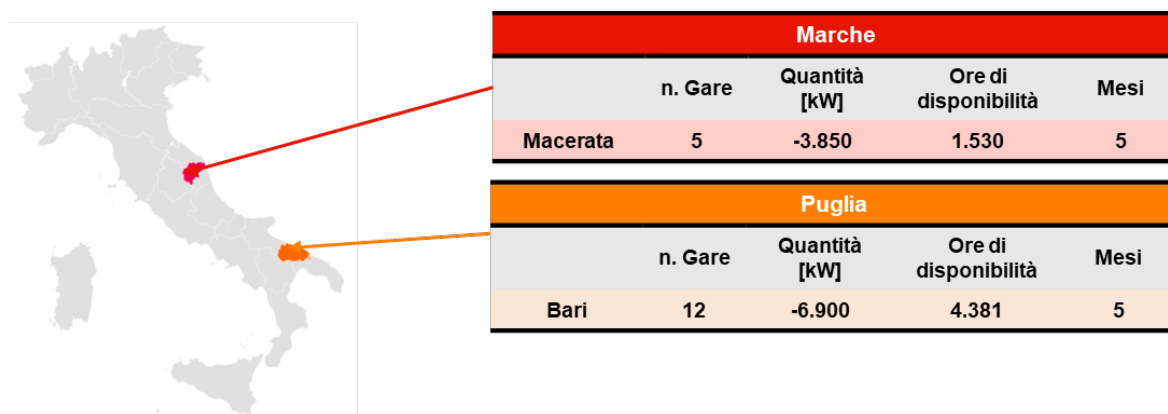


Figura 1 – Stima dei fabbisogni di flessibilità 2026

I servizi richiesti nelle gare del 2026, necessari a superare le criticità di rete, richiederanno una variazione di potenza (**Quantità richiesta nel perimetro di flessibilità**) da **200 a 900 kW** a scendere.
Il periodo di disponibilità risulta esteso da **2 mesi a 4 mesi per tutti i giorni della settimana**, da **2 a 6 ore al giorno (Durata Richiesta nel Perimetro di Flessibilità)**.

4.2 Identificazione delle utenze che possono erogare servizi sulle reti pilota

Al fine di identificare le utenze che possano coprire il fabbisogno di servizi ancillari locali, sono considerate potenzialmente **abili a fornire servizi sia 'a salire' sia 'a scendere' tutte le Risorse presenti nel Perimetro di Flessibilità**: le unità di produzione, le unità di consumo, le unità di accumulo, i sistemi di ricarica veicoli elettrici.

Di seguito sono riepilogate la potenza e la numerosità delle utenze connesse alla rete di Media Tensione (MT) e alla Bassa Tensione (BT) nelle aree di gara 2026, distinguendo tra potenza in produzione e consumo:

	Unità di produzione (Potenza nominale)			Unità di consumo (Potenza disponibile)			Utenze (numero)	
	BT	MT	TOT	BT	MT	TOT	BT	MT
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	N°	N°
Macerata	4,7	19,1	23,8	28,2	7,5	35,7	6600	49
Bari	8,7	27,7	36,4	53,5	23	76,5	16600	71

4.3 Modalità di fornitura e remunerazione dei servizi

Al fine di ampliare la partecipazione ad aggregati di risorse in grado di offrire quantità modulabili inferiori a 100 kW e vicine a quelle disponibili per singole o un numero ridotto di risorse connesse in bassa tensione, **per il 2026 sulla base degli spunti raccolti in fase di consultazione è stata ridotta la quantità minima da offrire in gara.**

Laddove la **Quantità richiesta nel perimetro di flessibilità (quantità massima da offrire in gara)** sia superiore a 50 kW, La **'Quantità richiesta per la fornitura' (quantità minima da offrire in gara)** sarà comunque pari a **50 kW.**

Un valore inferiore a 50 kW comporterebbe una modifica sostanziale del modello di aggregazione e approvvigionamento approvato con il progetto EDGE e maggiore complessità nella gestione delle Risorse necessarie alla fornitura del servizio, che diminuirebbe ulteriormente l'affidabilità dell'attivazione.

Resta confermata la modalità di offerta per quanto riguarda la durata del servizio:

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

Le due componenti di prezzo (per "disponibilità" e "utilizzo") tengono sempre a riferimento i dati storici del mercato italiano.

Nel 2026 E-distribuzione conferma la base d'asta per il **"prezzo per utilizzo" a 200 €/MWh a scendere**, quindi mantenendo un "sovrapprezzo" rispetto ai livelli attuali di mercato per incentivare la partecipazione dei BSP.

Per il **"prezzo per disponibilità"** si prevede un valore base d'asta, espresso in €/MW per le ore della finestra di disponibilità, variabile in relazione al budget disponibile derivante dall'analisi costi-benefici.

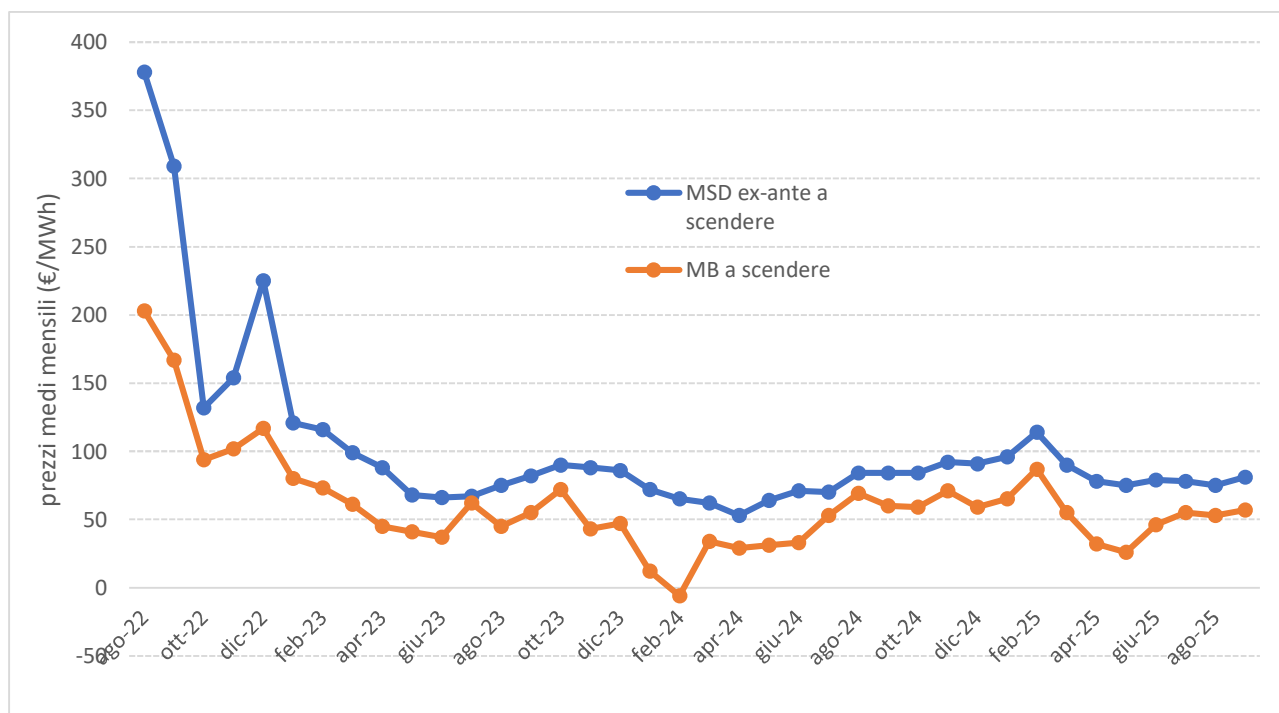


Figura 2 – Andamento dei prezzi medi "a scendere" in MSD/MB tra agosto 2022 e settembre 2025

5 Approvvigionamento dei servizi ancillari locali oggetto del pilota

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

I servizi di flessibilità, da regolarsi 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.

Anche nel 2026, ED utilizzerà una apposita versione del portale PicloFlex (Piclo nel seguito), piattaforma software già usata da diversi distributori britannici, adattata alle regole del sistema italiano e del progetto pilota, il cui funzionamento nel 2024 e 2025 è stato giudicato positivamente dai BSP.

5.1.1 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'apertura di una fase di gara.

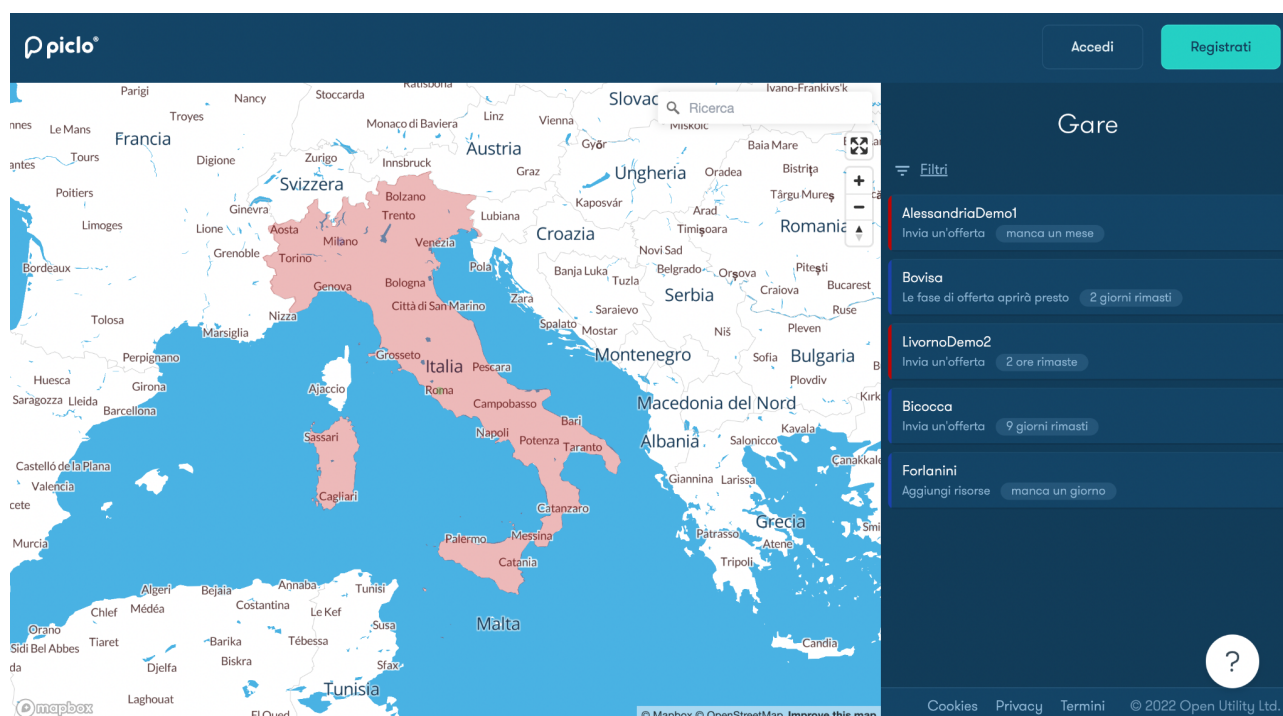


Figura 3 - Esempio schermata iniziale della piattaforma Piclo ED

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 come sarà meglio descritto nel seguito.

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

Registrati per accedere

- ✓ 1. Conferma la tua idoneità
- ✓ 2. Dettagli utente
- ✓ 3. Dettagli della società
- ✓ 4. Richiesta inviata

Conferma la tua idoneità

Registrandoti a Pico Flex, confermi che la società che stai registrando:

- Attualmente fornisce, o prevede di fornire, servizi ancillari locali alla rete elettrica
- Non ha già un account con Pico Flex

Vuoi accedere ma non sei un fornitore? [Contatta il nostro team](#)

Devi aggiungere un utente a un account esistente? [Visualizza l'articolo di supporto](#)

Hai già un account? [Accedi qui](#)

[Torna indietro](#) [Continua](#) ?

Figura 4 - Esempio schermata iniziale della procedura di registrazione

Ottenuto l'account Pico, 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 Pico, 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 Pico 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 o dell'Aggregato di 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 un **controllo preliminare automatico** di coerenza dei dati tecnici delle Risorse registrate (*Allegato 2 del Regolamento*) e di una **prova tecnica di qualifica** (*Allegato 3 del Regolamento*), al fine di verificare operativamente l'abilità ad erogare la flessibilità dichiarata.

Per quanto attiene il controllo preliminare automatico tramite verifica di rispondenza ai requisiti tecnici, sulla base dell'esperienza pregressa e degli esiti della consultazione, per il 2026 si prevede l'introduzione **della verifica di coerenza dei dati relativi a “Massima Potenza Disponibile in Prelievo” e “Massima Potenza Disponibile in Immissione”**, indicati dal BSP all'atto della registrazione della Risorsa, con i dati di connessione risultanti ad e-distribuzione quale gestore della rete. (vedi **revisione dell'ALLEGATO 2 al Regolamento**)

Requisiti Risorsa (Allegato 1 al Regolamento)	Requisiti di connessione	Requisiti del servizio in Gara (Allegato 2 al Regolamento)	Controllo preliminare
Massima Potenza Disponibile in Prelievo	Dettagli di Connessione utente		I valori devono essere coerenti
Massima Potenza Disponibile in Immissione	Dettagli di Connessione utente		I valori devono essere coerenti
Codice POD		Perimetro di Flessibilità	POD deve essere incluso nella lista del Perimetro di Flessibilità
Potenza disponibile al Servizio Ancillare Locale: Potenza Attiva a salire / a scendere		Tipo di Potenza; Direzione di Fornitura richiesta	I valori devono essere coerenti con la direzione del servizio richiesto in gara
Dettagli di Connessione: Massima potenza disponibile in prelievo / in immissione		Potenza minima della Risorsa (3 kW)	Massima potenza disponibile \geq Potenza minima della Risorsa
Tempo di attivazione		Tempo di attivazione (60 minuti)	Tempo di attivazione (Risorsa) \leq Tempo di attivazione (Gara)
Tempo di Recupero		Periodo di Recupero	Tempo di Recupero (Risorsa) \leq Periodo di Recupero
Tempo Minimo di Fornitura		Durata minima della fornitura (15 minuti)	Tempo Minimo di Fornitura (Risorsa) \leq Durata minima della Fornitura
Potenza disponibile al Servizio Ancillare Locale: Potenza Attiva a salire / a scendere		Quantità Richiesta per la Fornitura	La somma - per tutte le Risorse Registrate nel Perimetro di Flessibilità - della Potenza disponibile al Servizio Ancillare Locale (per la Direzione di Fornitura richiesta in gara) \geq Quantità Richiesta per la Fornitura

Il Regolamento aggiornato prevede la segnalazione al BSP, a valle della sua conferma alla candidatura della Risorsa, della presenza di ogni eventuale incongruenza da sanare riguardo i dati di connessione della Risorsa registrata consentendo la correzione prima della chiusura della fase di Registrazione.

Le gare prevedono un **termine ultimo per completare la registrazione** delle risorse in Piclo e la loro conferma come Aggregato.

Visualizza o modifica le risorse qualificate che desideri associare a questa offerta

<input type="checkbox"/>	003A	Alessandria 3 Battery	0,5 MW Potenza attiva in immissione
<input checked="" type="checkbox"/>	001A	Alessandria 1	0,1 MW Potenza attiva in immissione
<input checked="" type="checkbox"/>	002A	Alessandria 2 CHP	0,2 MW Potenza attiva in immissione

Seleziona tutto / Deseleziona tutto

Annulla Conferma la selezione (2)

Figura 5 - Esempio schermata di conferma delle Risorse oggetto dell'offerta del BSP

A valle della chiusura della Fase di Registrazione, sulla base dell'esito della suddetta verifica, le Risorse saranno considerate idonee per poter accedere alla fase di offerta e alle successive prove tecniche di qualificazione.

Sulla base dell'esperienza e degli esiti della consultazione, per favorire l'organizzazione delle Risorse alla corretta esecuzione della modulazione di potenza, è stata rivista la modalità di esecuzione delle prove tecniche di qualifica, con esecuzione di **una Prova Tecnica di Qualificazione** sugli aggregati di Risorse **selezionati a valle della fase di offerta** (vedi **revisione dell'ALLEGATO 3 al Regolamento**).

L'Allegato 3 al Regolamento aggiornato prevede un tempo di 'almeno' 20 giorni' tra la comunicazione degli esiti della fase di offerta e l'esecuzione della prova.

Per ciascuna gara, dato l'inizio del periodo di disponibilità al relativo servizio, il tempo a disposizione per le prove tecniche sarà eventualmente esteso tenendo conto della opportuna durata della fase di registrazione iniziale, ossia il tempo a disposizione del BSP per l'ingaggio delle Risorse.

A seguito del superamento della prova tecnica l'offerta sarà accettata e si procederà alla contrattualizzazione (vedi paragrafo 5.2).

In caso di fallimento della prova tecnica l'offerta selezionata sarà rifiutata, non si prevede riallocazione ad altri offerenti. In sede di pianificazione viene quindi previsto un **fattore di 'overprocurement'** pari al **doppio della 'Quantità richiesta nel perimetro di flessibilità'** (quantità massima della singola offerta).

5.1.2 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 risolverle, 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.

Al fine di facilitare l’individuazione delle Risorse candidabili alla fornitura dei servizi per ciascuna gara, nel 2026 verrà **visualizzata la localizzazione dei punti di connessione** delle utenze MT e delle Cabine Secondarie alimentanti le utenze BT connesse nel PF

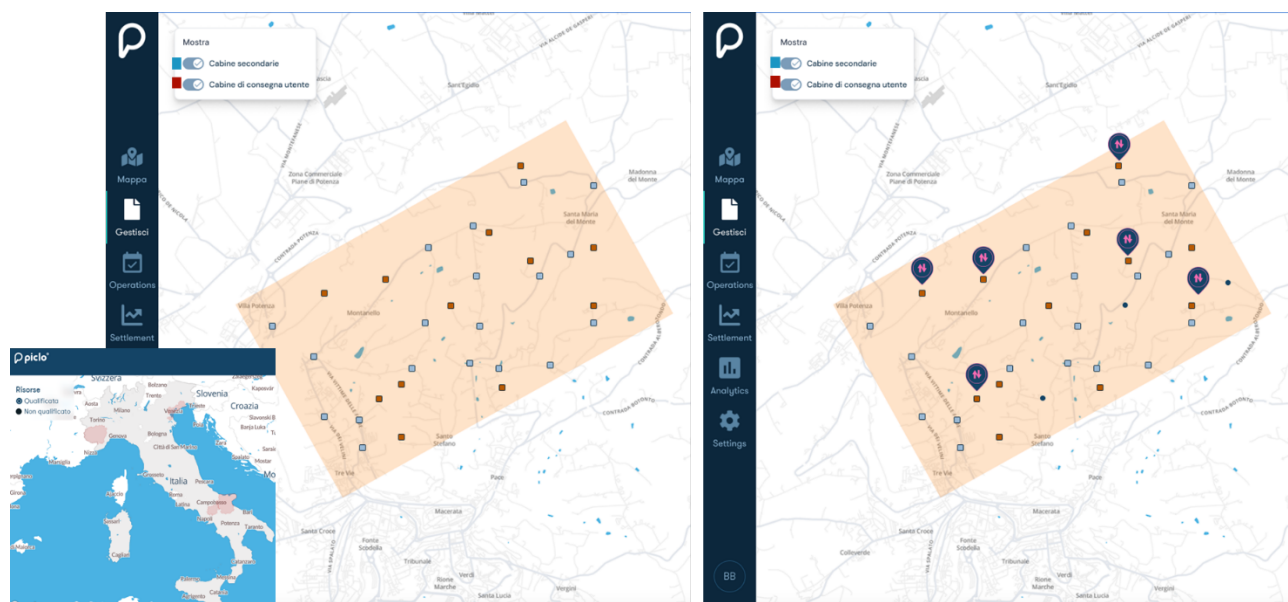


Figura 6 - Esempio visualizzazione dei Perimetri di Flessibilità con gare in corso

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 punti, le Risorse registrate dal BSP sono visualizzate su analoga mappa consentendo una più immediata verifica di corrispondenza del POD.

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 indicazioni fornite nei campi richiesti per la presentazione dell’offerta dovranno essere coerenti con i parametri di gara:

- Prezzo per Disponibilità

Il valore offerto non potrà essere superiore al valore del **prezzo di disponibilità base d’asta**

- Prezzo per Utilizzo

Il valore offerto non potrà essere superiore al valore del **prezzo di utilizzo base d'asta**

- Potenza (resa disponibile al servizio ancillare locale)

Questo valore non può essere:

Superiore alla '**Quantità richiesta nel perimetro di flessibilità**'

Superiore al valore della potenza qualificata per l'Aggregato di Risorse proposto

Inferiore alla '**Quantità richiesta per la fornitura**'

- Tempo Massimo di Fornitura (Durata garantita per la fornitura del servizio)

Questo valore non può essere:

Inferiore alla '**Durata Richiesta per la Fornitura**'

Superiore alla '**Durata Richiesta nel Perimetro di Flessibilità**'

5.2 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.

Le offerte saranno valutate secondo il criterio del minimo Costo Complessivo per ED, garantendo l'approvvigionamento della Quantità e della Durata richieste nel perimetro di flessibilità della specifica gara.

Il Costo Complessivo - utilizzato esclusivamente ai fini della costruzione dell'ordine di priorità delle offerte presentate – è pari al costo unitario (per kW e per h) associato ad un'offerta, ottenuto come somma tra il prezzo per la disponibilità (€/kW h) e il prezzo per l'utilizzo (€/kWh) moltiplicato per la probabilità stimata dell'attivazione del servizio (pubblicata sul Portale Picloflex).

Solo a conclusione e **in caso di esito positivo delle prove tecniche di qualifica**, il BSP sarà considerato aggiudicatario.

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 **sarà pari** a quella indicata in **offerta dal BSP**.

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.

5.3 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.

5.3.1 Baseline e aggiustamenti

Per l'individuazione della baseline, sulla base dell'esperienza 2024, si propone al BSP la possibilità di scegliere tra tre diverse opzioni di baseline per ciascuna delle Risorse registrate:

1. un metodo basato sulla media di quindici **dati storici di misura** estratti dalle curve giornaliere, con un *fattore di aggiustamento additivo* basato sul comportamento delle ultime 2 ore precedenti l'ora di inizio del servizio (assunto di default, in mancanza di scelta da parte del BSP)
2. un metodo basato sulla media di quindici **dati storici di misura** estratti dalle curve giornaliere con un *fattore di aggiustamento moltiplicativo* basato sul comportamento delle ultime 2 ore precedenti l'ora di inizio del servizio
3. un metodo basato esclusivamente sui dati di misura rilevati nelle **ultime 2 ore**.

I dati della baseline, **rappresentativi del comportamento indisturbato** della risorsa, sono calcolati come specificato in dettaglio nell'allegato 7 A al Regolamento per ciascuno dei due suddetti metodi:

- utilizzando la base dati storica dei giorni / ore degli ultimi quindici giorni in cui il servizio non è stato richiesto;
- acquisendo i dati quartorari corrispondenti alla base storica e a ciascun quarto d'ora del giorno di richiesta del servizio.

L'uso di dati storici sull'orizzonte di quindici giorni può ragionevolmente rappresentare la finestra di riferimento ottimale ma, per alcune tipologie di Risorse, non risulta sufficientemente breve da considerare tendenze a breve termine (compensare fattori esogeni come la situazione meteorologica contingente). Per tale motivo si propone la possibilità di una seconda opzione, basata sul comportamento nel giorno di attivazione, in particolare nelle ore immediatamente precedenti quelle di fornitura del servizio: il tempo di attivazione pari a 1 ora, infatti, limita comunque le possibilità di manipolazione (un BSP non potrebbe aumentare/diminuire intenzionalmente consumo/produzione in maniera significativa prima di un ordine di attivazione, al fine di sopravvalutare i livelli di riduzione/aumento effettivi).

Per ogni evento di attivazione di servizio la prestazione di ogni Risorsa dell'Aggregato sarà calcolata come somma delle differenze tra baseline $b_{t,i}^{adj}$ 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":

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

- per servizi "a scendere":

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

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 $a_{o,i}$ 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:

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

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

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

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:

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

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:

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

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

5.3.2 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, assieme al dettaglio del calcolo eseguito secondo le regole sopra esposte, che conterrà le seguenti informazioni di sintesi:

Disponibilità totale prevista (ore)	Indisponibilità totale dichiarata (ore)	Disponibilità totale effettiva (ore)	Disponibilità (%)	Quantità Contrattualizzata (kW)	Energia totale prevista (kWh)	Prestazione totale (kWh)	Energia a totale remunerata (kWh)	Prestazione (%)	Prezzo utilizzato (€/kWh)	Prezzo disponibilità (€/kW 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 = $\sum EDa$ ordini di attivazione	pTm = $\sum pTa$ ordini di attivazione	SETm = $\sum SETa$	DPm = pTm / EDm · 100 = 100 in caso di mancanza ordini di attivazione	UF	AF	APm = (DI · QC) · AF	UPm = $\sum SETa \cdot UF$ con SETa = 0 in caso SETa < 0,6 · EDa	APm + UPm

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

ID attivazione	Data di inizio attivazione (GG/MM/AAA)	Orario di inizio attivazione (HH:MM)	Data di fine attivazione (GG/MM/AAA)	Orario di fine attivazione (HH:MM)	Durata attivazione (ore)	Quantità richiesta a per attivazione (kW)	Energia a prevista a per attivazione (kWh)	Energia consegnata per attivazione (kWh)	Prestazione totale per attivazione (kWh)	Prestazione per attivazione (%)	Energia remunerata per attivazione (kWh)	Prezzo utilizzato (€/kWh)	Remunerazione per utilizzo (€)
						QRa	$EDa = QRa \times Durata$	$a \text{ salire } = \sum_i \sum_t [c(t) - b(t)_{adj}]$ $a \text{ scendere } = \sum_i \sum_t [b(t)_{adj} - c(t)]$	$pTa \text{ a salire } = \max \{ \sum_i \sum_t [c(t) - b(t)_{adj}]; 0 \}$ $a \text{ scendere } = \max \{ \sum_i \sum_t [b(t)_{adj} - c(t)]; 0 \}$	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/AAAA)	Baseline Giorno 2 (GG/MM/AAAA)	Baseline Giorno 3 (GG/MM/AAAA)	Baseline Giorno ... (GG/MM/AAAA)	Baseline Giorno 15 (GG/MM/AAAA)	Fattore di aggiustamento
		giorni selezionati per calcolo baseline quartoraria bt					a0 calcolato su 8 periodi quartorari precedenti l'attivazione

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 seguente.

Delivery Performance – DPm	Azioni
$90\% < DPm < 110\%$	Nessuna
$60\% < DPm < 90\%$ $110\% < DPm < 130\%$	Segnalazione e monitoraggio dell'erogazione
$DPm < 60\%$ oppure $DPm > 130\%$	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.

5.3.3 *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)

6 Attivazione dei servizi di flessibilità

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 multiplatforma 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.

Nell'Allegato 7C allo Standard Contrattuale è illustrato il suddetto sistema di comunicazione.

7 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 continuamente (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 7 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.

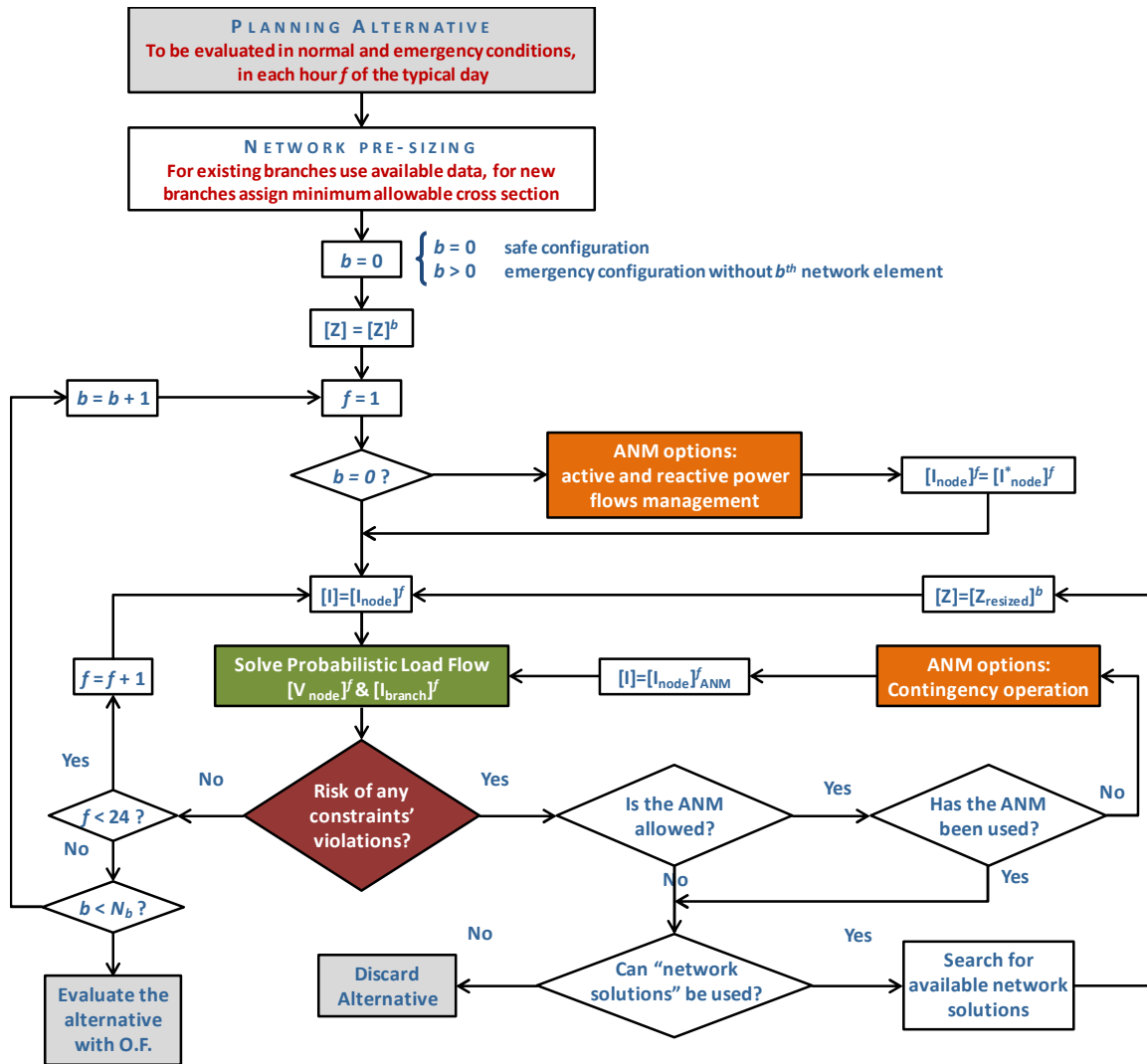


Figura 7 - Diagramma di flusso per la valutazione tecnica delle soluzioni di pianificazione (ANM: Active Network Management)

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 sovracorrente), R_{bf} .

La somma di tutti questi singoli rischi fornisce una stima del rischio complessivo (R_{TOT}) per l'intera rete esaminata (Figura 8), esprimibile come il numero di ore annuali nelle quali si hanno violazioni.

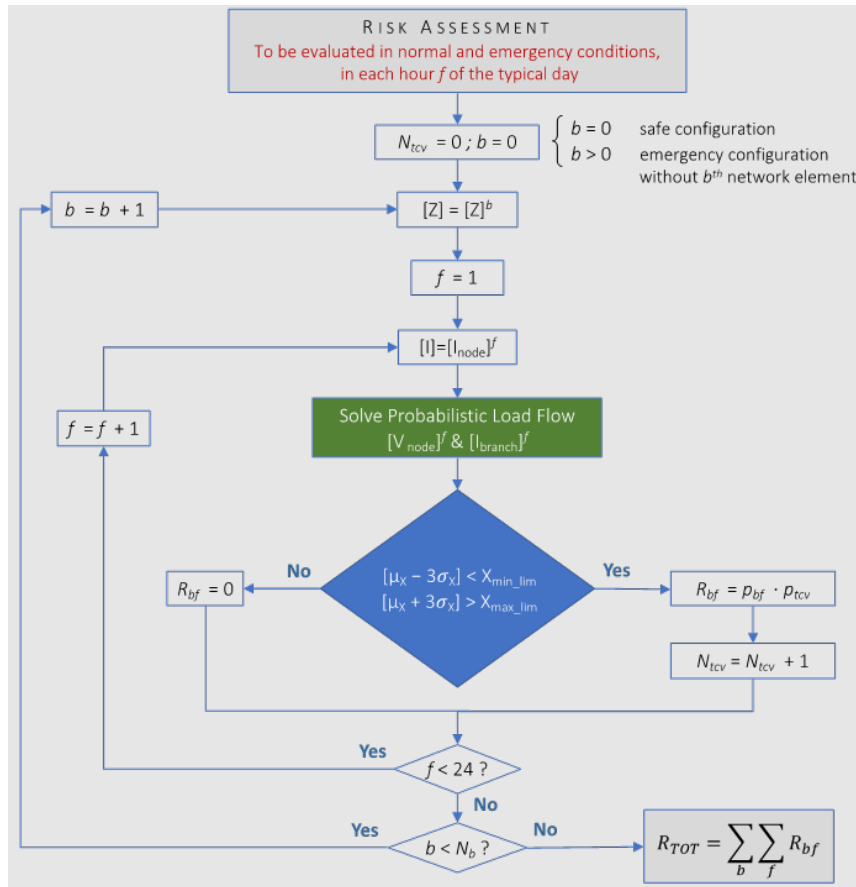


Figura 8 - Diagramma di flusso della valutazione aggiornata del rischio (Nc: numero possibili contingenze)

Successivamente, tutti i casi di contigenza 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.