Mercato della Capacità

Disposizioni Tecniche di Funzionamento n.2

Curve di domanda
Suddivisione in Aree
Ore di Picco e ore di Picco settimanale
Tassi di derating
Fattore di extra-derating UCMC
Fattore di carico

(ai sensi dell'Articolo 2.1v.l della Disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica approvata con [.])

ALLEGATO_5 m_amte.MASE.REGISTRO UFFICIALE.ENTRATA.0073688.03-04-2026

Introduzione

Il presente documento è articolato nei seguenti capitoli:

- Il Capitolo 1 illustra la struttura delle Aree che si intende adottare nelle procedure concorsuali;
- Il Capitolo 2 illustra la metodologia per il dimensionamento delle curve di domanda e dei limiti di scambio tra le Aree da adottare nell'ambito delle procedure concorsuali;
- Il Capitolo 3 riporta le informazioni sulle ore di picco annuali e sulle ore di picco settimanali;
- Il Capitolo 4 riporta la metodologia per il calcolo dei tassi di derating da applicare alle unità di produzione ed il calcolo del fattore di extra-derating per le UCMC;
- Il Capitolo 5 riporta la definizione e la metodologia di calcolo del Fattore di Carico.

1 Sommario

2 Definizione Aree della Rete 4
3 Curve di Domanda 5
3.1 Introduzione 5
3.2 Definizione della curva di domanda 5
3.3 Metodologia di calcolo 6
3.3.1 Simulazione Monte Carlo 7
3.3.2 Modello busbar e interconnessioni tra le Aree 7
3.3.3 Carico 8
3.3.4 Generazione 8
3.3.5 Calcolo LOLE 8
3.4 Processo di individuazione dei punti della curva di domanda 9
3.4.1 Parco termoelettrico iniziale 9
3.4.2 Identificazione del punto D 10
3.4.3 Identificazione del punto C 12
3.4.4 Identificazione del punto B 14
3.5 Calcolo Limiti di scambio tra Aree per le procedure concorsuali 15
3.6 Valutazione limiti di scambio tra le Aree virtuali estere e Aree localizzate sul territorio nazionale 17
4 Picco Annuale e Settimanale 18
4.1 Definizione delle Ore di Picco annuali 18
4.2 Definizione delle Ore di Picco settimanale 18
5 Tassi di derating 20
5.1 Tassi di derating UP FRNP 20
5.2 Tassi di derating sistemi di accumulo 20
5.3 Calcolo della CDP per UP costituite da sistemi di accumulo e altri gruppi di generazione 21
5.4 Tassi di derating UP non appartenenti a nessuna delle attuali tipologie 21
5.5 Tassi di derating UP nuove 21
5.6 Tassi di Extra-derating UCMC 22
6 Fattore Di Carico 23
6.1 Definizione del Fattore di Carico 23
6.2 Metodologia di calcolo del Fattore di Carico 23

2 Definizione Aree della Rete

Ai fini del Mercato della Capacità Italiano, il sistema elettrico è descritto e semplificato mediante un modello multi-Area il cui obiettivo è quello di fornire opportune indicazioni sulla localizzazione della capacità da approvvigionare, rappresentando al meglio le condizioni attese di fabbisogno e disponibilità di generazione in ciascuna Area del territorio nazionale e simulando la possibilità di mutuo soccorso tra le diverse Aree, compatibilmente con la capacità di scambio disponibile sulla Rete di Trasmissione Nazionale.

L'attuale disegno dei mercati elettrici in Italia prevede un approccio di tipo zonale, nel quale la Rete di Trasmissione Nazionale viene rappresentata attraverso una struttura semplificata che, aggregando i singoli nodi elettrici in zone di mercato tra loro connesse e limitandone opportunamente lo scambio, consente di implementare negli algoritmi di selezione delle offerte i vincoli derivanti da una limitata capacità di trasporto della rete. Tale approccio è stato altresì confermato nell'ambito delle procedure concorsuali del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità di energia elettrica (introducendo il concetto di Aree).

3 Curve di Domanda

3.1 Introduzione

Nel presente capitolo è descritta la metodologia per il dimensionamento delle curve di domanda di capacità per ciascuna Area della rete rilevante italiana e dei limiti di scambio tra le Aree da adottare nell'ambito delle procedure concorsuali di cui alla disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica approvata con D.M. 09 maggio 2024 (di seguito: "**Disciplina**").

Ai fini del dimensionamento delle curve di domanda, il sistema elettrico italiano viene descritto mediante un modello multi-Area che, partendo dalle condizioni attese di fabbisogno e disponibilità di generazione in ciascuna Area, simula la possibilità di mutuo soccorso tra le Aree, compatibilmente con la capacità di scambio disponibile.

In particolare, vengono realizzate simulazioni probabilistiche con metodo Monte Carlo, stimando i seguenti indici di affidabilità del sistema ed in particolare:

- il LOLE (*Loss Of Load Expectation*)
- l'ENS[1] (*Energy Not Supplied*).

Attraverso un processo iterativo viene quindi valutato lo stato di adeguatezza corrispondente a diversi livelli di Capacità Disponibile in Probabilità (CDP) nel sistema elettrico (e con diverse distribuzioni possibili tra le Aree). Sulla base di queste simulazioni è quindi possibile individuare i punti caratteristici delle curve di domanda di ciascuna Area.

Infine, partendo dal dominio delle soluzioni individuate (per ciascun punto), viene valutata la possibilità di spostare quote di CDP tra coppie di Aree limitrofe, nel rispetto dei limiti di transito e dei valori di LOLE di sistema. Tale processo consente di minimizzare le differenze di distribuzione della CDP tra le Aree fra due anni di consegna consecutivi derivanti dal processo di calcolo probabilistico e iterativo e non imputabili a scostamenti dei dati di input.

3.2 Definizione della curva di domanda

Le curve di domanda di capacità pongono in relazione livelli di adeguatezza del sistema elettrico e Premi, espressi in €/MW-anno, da riconoscere alle risorse selezionate attraverso un meccanismo competitivo. Maggiore è quindi la capacità contrattualizzata, minore è la probabilità di disconnessione della domanda e minore è la disponibilità a pagare per un MW aggiuntivo.

Per ciascuna Area geografica, le curve di domanda sono costituite dall'interpolazione lineare di quattro punti caratteristici (Figura 1). In corrispondenza di ogni punto della curva di domanda B, C,

[1] Riferendosi a simulazioni probabilistiche relative ad un anno di consegna futuro, con l'accezione di Energia non fornita (*Energy Not Supplied*) si intende l'energia non fornita attesa annua (anche denominata *EENS*).

e D, sono identificati i valori di CDP necessaria, in ciascuna Area, per rispettare un predefinito valore di *LOLE* del sistema elettrico.

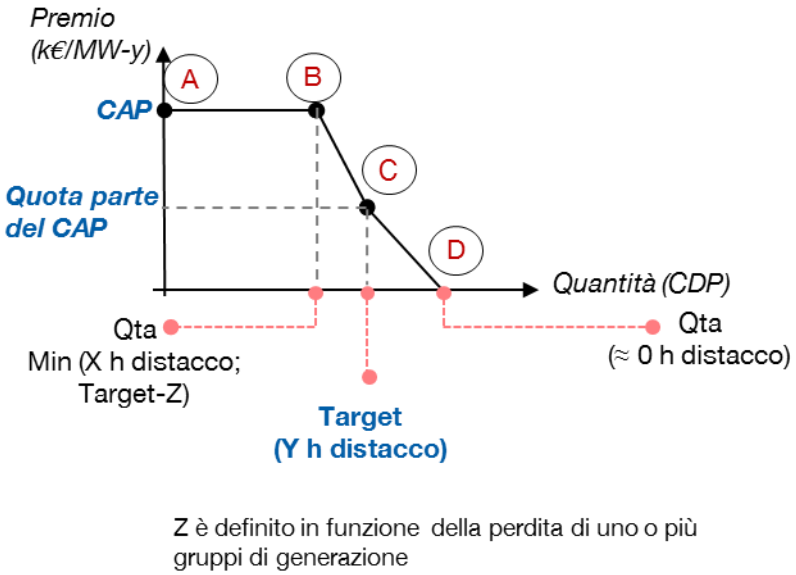


Figura 1. Curva di domanda per Area funzione di specifici valori di LOLE di sistema elettrico

Tali valutazioni di adeguatezza sono condotte attraverso un modello probabilistico del sistema elettrico italiano, che riproduce le caratteristiche di adeguatezza del sistema. La modellazione probabilistica delle diverse grandezze è basata prioritariamente su dati storici disponibili a Terna e su altri dati pubblici. In caso di carenza di dati storici e di altri dati pubblici, o nel caso in cui siano stati considerati poco significativi, Terna condurrà opportune valutazioni mirate a modellare il comportamento del sistema nel modo più accurato possibile.

3.3 Metodologia di calcolo

Al fine di determinare le curve di domanda di Capacità Disponibile in Probabilità (CDP), di cui all'Articolo 22 della Disciplina, in ciascuna Area e per un determinato anno di consegna, viene valutata l'adeguatezza del sistema elettrico (Articolo 21 della Disciplina) con orizzonte annuale. A tale scopo, si effettua una simulazione con campionamento statistico – metodo Monte Carlo – della domanda di energia elettrica e dello stato degli elementi di rete (che impattano sui limiti di scambio tra le Aree); si rimanda alla sezione successiva per ulteriori dettagli. Questo tipo di simulazione Monte Carlo viene ripetuta all'interno di un processo iterativo, riducendo il parco di generazione ad ogni iterazione, per ottenere la CDP corrispondente ai target di adeguatezza per ciascuno dei punti della curva.

3.3.1 Simulazione Monte Carlo

Ciascuna simulazione Monte Carlo associa un valore di ore di distacco carico attese (LOLE) ad un livello di CDP installata per Area, per un dato anno di consegna.

Questo calcolo tiene conto delle caratteristiche del sistema elettrico previste per l'anno di consegna, nello specifico: profilo di carico ed interconnessioni tra Aree.

Viene utilizzato un modello probabilistico per rappresentare il carico e lo stato della rete per ciascuna ora dell'anno di consegna. A tal proposito è stato sviluppato un modello di rete ad-hoc che definisce la disponibilità della capacità di scambio tra le Aree di mercato, tenendo in considerazione sia le manutenzioni programmate delle linee significative, sia l'indisponibilità causata da fuori servizio imprevisti di queste, la cui probabilità e il cui impatto sono stati definiti sulla base di dati storici e delle migliori previsioni nella disponibilità di Terna. Nelle sezioni successive vengono riportati i dettagli di ciascuna tipologia di elemento del modello e una descrizione sommaria del calcolo del LOLE.

È opportuno evidenziare che il comportamento del sistema elettrico viene valutato in regime stazionario ed in assenza di un modello nodale della rete, senza quindi tenere conto dei fenomeni transitori che si verificano quando nel sistema sopravviene un guasto.

3.3.2 Modello busbar e interconnessioni tra le Aree

L'intero sistema elettrico italiano è rappresentato con un modello multi-sbarra nel quale le Aree sono rappresentate da equivalenti "*busbar*" (cioè prive del dettaglio della rete di trasmissione e distribuzione interna) tra loro interconnesse (secondo la reale topologia della rete) da "linee equivalenti" (Figura 2).

Le "linee equivalenti" non possiedono una diretta corrispondenza fisica con degli elementi di rete "reali" ma consentono, nel loro complesso, di rappresentare in modo probabilistico la disponibilità della capacità di scambio su ciascuna sezione.

Ciascuna linea equivalente è caratterizzata quindi da una capacità massima di cambio, un tasso di guasto, un periodo di manutenzione, ed una riduzione da apportare al limite di scambio in caso di fuori servizio di tale linea (sia in caso di manutenzione che di guasto). Questi parametri sono valutati sulla base dei valori registrati storicamente sulla sezione in esame, ed utilizzati per generare (attraverso estrazioni casuali dei guasti secondo la corrispondente probabilità di accadimento) i campioni Monte Carlo del limite massimo di scambio tra le Aree. Nella costruzione dei campioni Monte Carlo sono applicati dei floor (valori minimi) ai limiti di scambio, per evitare che la sovrapposizione di manutenzioni programmate e guasti estratti casualmente conduca ad un limite nullo.

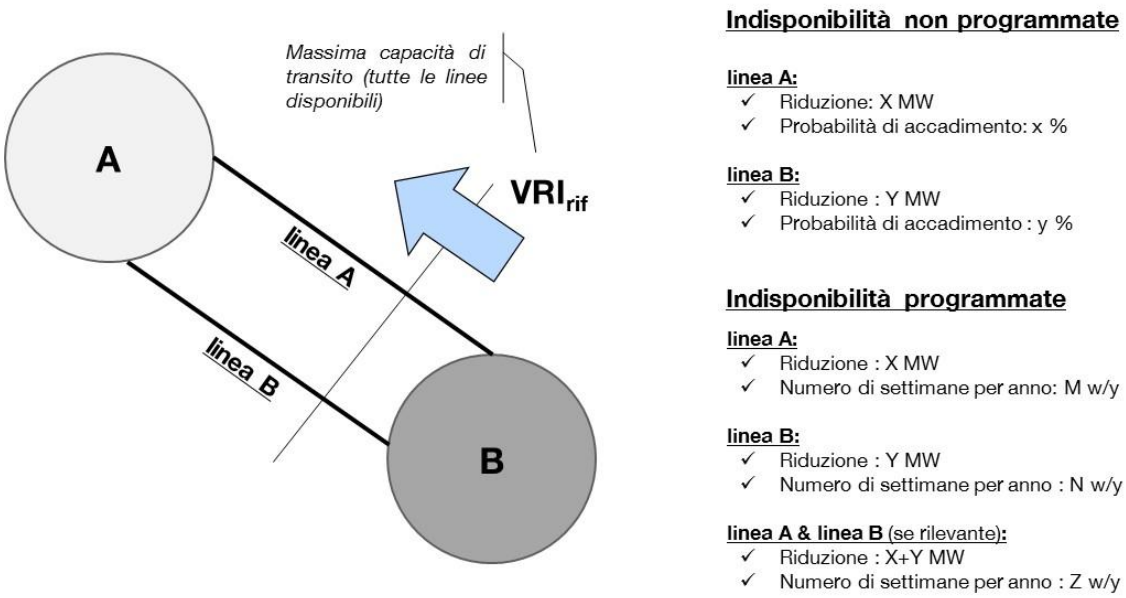


Figura 2. Modellazione interconnessione tra Aree

3.3.3 Carico

Il modello del carico è valutato secondo due scenari macroeconomici, uno scenario base ed uno di sviluppo. Per ciascuno di questi due scenari sono inoltre stati ipotizzati tre differenti scenari climatici, portando così ad un totale di sei possibili profili di carico.

I sei profili di carico sono poi estratti dal modello in funzione della probabilità di accadimento associata. Il programma poi simula la distribuzione annua del carico di ciascuna Area attraverso un calendario annuale che associa all'i-esima settimana dell'anno i relativi diagrammi settimanali di carico: complessivamente, per ciascuna delle 52 settimane, si analizzano 6 profili orari la cui somma di probabilità di accadimento sarà pari ad 1.

3.3.4 Generazione

La generazione installata in ciascuna Area viene modellata attraverso dei generatori programmabili, ciascuno corrispondente a 100 MW di CDP. La CDP in ciascuna Area e per ciascun punto della curva di domanda B, C, e D, viene quindi definita come la somma della potenza massima dei generatori programmabili "ideali" installati in quell'Area per rispettare un predefinito valore di *LOLE* del sistema elettrico.

3.3.5 Calcolo LOLE

Per il calcolo del LOLE, viene definito un numero di campioni Monte Carlo sufficiente a garantire la convergenza del risultato (ossia, il LOLE non cambia per un numero di campioni superiore a quello utilizzato). Ciascun campione è costituito da una sequenza di valori, uno per ciascuna ora dell'anno,

di carico per Area e di massima capacità di scambio tra Aree. Questi campioni sono ottenuti combinando i possibili stati di rete e profili di carico relativi agli scenari definiti nel paragrafo 3.3.3.

Per ciascuna ora di ciascun campione Monte Carlo, si verifica la possibilità di coprire il carico utilizzando la CDP installata. Se questo non è possibile, l'ora viene registrata come ora di distacco di carico.

Il LOLE è ottenuto mediando il totale di ore di distacco di carico di ciascun campione Monte Carlo.

3.4 Processo di individuazione dei punti della curva di domanda

In questo paragrafo si illustra più nel dettaglio il procedimento a step adottato per individuare i punti della curva di domanda di cui all'Articolo 22 della Disciplina:

1. Sistema di partenza: si considera un livello di CDP per Area pari al massimo picco di carico registrato in quell'Area tra i sei profili registrati (eventualmente moltiplicato per un fattore di sicurezza).
2. Identificazione punto D: partendo dal sistema di partenza si applica un decremento progressivo della CDP (con step di massimo 100MW) fino ad individuare il punto oltre il quale la dismissione di massimo ulteriori 100MW in una qualsiasi Area causerebbe Energia Non Servita, identificando così la minima CDP installata per Area tale per cui non si abbia distacco carico.
3. Identificazione punto C: a partire dal punto D si applica un ulteriore decremento progressivo della CDP (con step di massimo 100MW) fino ad individuare la minima CDP per Area tale per cui non si abbia un LOLE di sistema elettrico superiore al target (pari a 3 ore/anno).
4. Identificazione punto B: a partire dal punto C si applica un ulteriore decremento progressivo della CDP (con step di massimo 100MW) fino ad individuare la minima CDP termica installata per Area tale per cui non si abbia un LOLE di sistema elettrico superiore ad un secondo valore di soglia (pari a 6 ore/anno).

3.4.1 Parco termoelettrico iniziale

Come primo passo, viene costruito un parco di generazione sovradimensionato rispetto alle effettive esigenze del sistema. In particolare, come descritto al precedente paragrafo, si considera un livello di CDP per Area pari al massimo picco di carico registrato in quell'Area tra i sei profili registrati (eventualmente moltiplicato per un fattore di sicurezza).

Il sistema così costruito non presenta distacco di carico. Ci si ritrova quindi in un punto con CDP maggiore o uguale del punto D (cfr. Figura 3), ovvero ci si trova in un caso di sovradimensionamento di CDP complessiva.

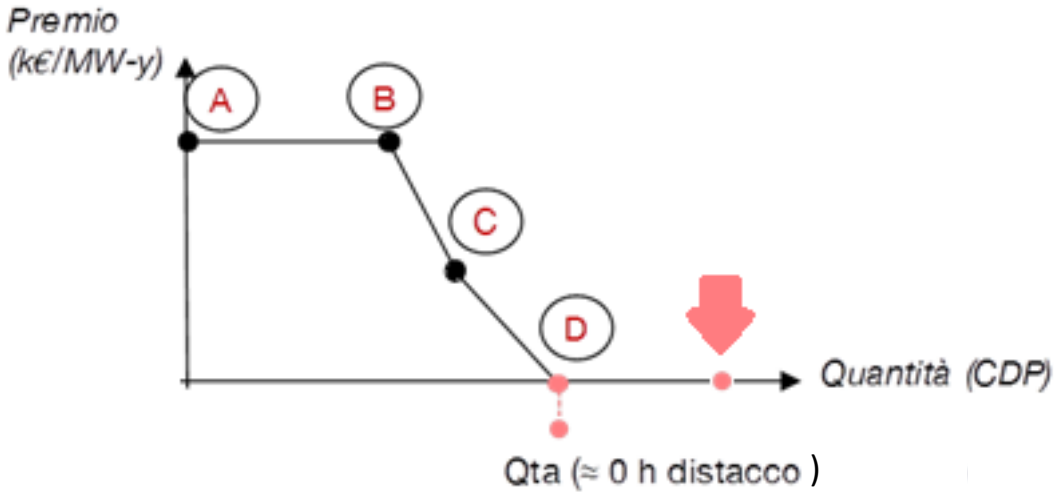


Figura 3. Esemplificativo di incremento della CDP

A partire da questo livello di CDP, inizia la procedura di identificazione dei punti D, C e B delle curve di domanda, simultaneamente per tutte le diverse Aree.

3.4.2 Identificazione del punto D

I punti D delle curve di domanda delle diverse Aree individuano, complessivamente, la soluzione che consente di avere un LOLE di sistema elettrico pari a zero con il minimo livello complessivo di capacità installata. In altre parole: una dislocazione differente della capacità sul territorio nazionale potrebbe consentire comunque di avere un valore di LOLE pari a zero ma solo con un livello di capacità superiore (o uguale, nel caso esistano soluzioni equivalenti).

Per ottenere tale punto, si esegue la procedura iterativa di Figura 4, dismettendo ad ogni iterazione, una CDP pari a massimo $100\ MW$ a partire dall'Area con l'unità di produzione caratterizzata dal minor fattore di utilizzo ovvero dal minor numero di ore annue di funzionamento. Infatti, secondo le assunzioni di prezzo e penalizzazione degli scambi tra Aree, ad un minore utilizzo corrisponde una minore necessità ai fini dell'adeguatezza.

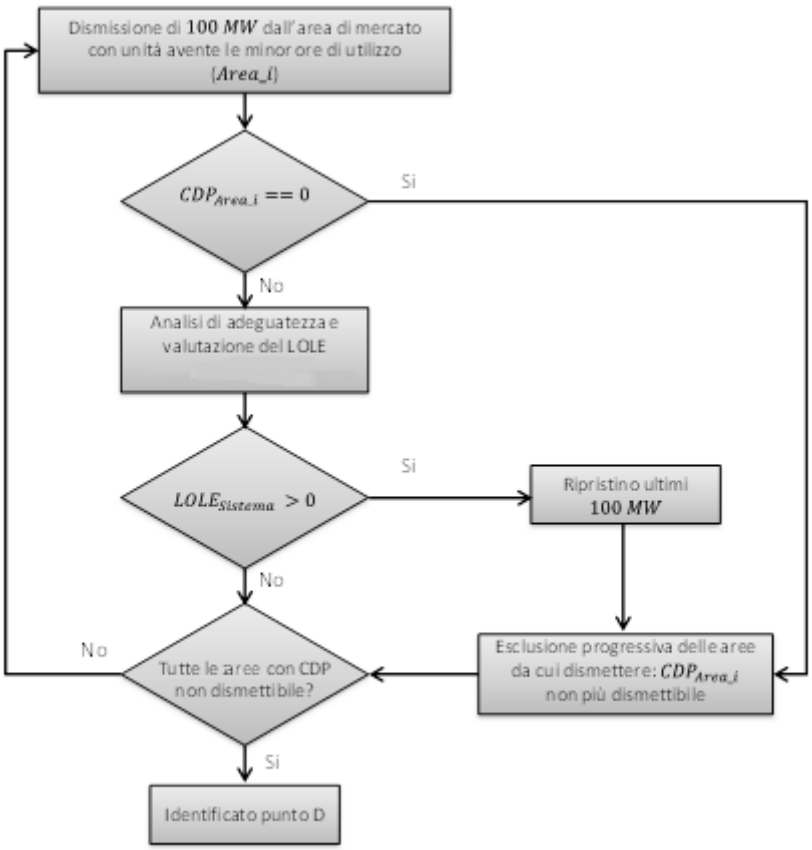


Figura 4. Diagramma di flusso per individuare il punto D. La CDP nel punto D, in ciascuna curva di domanda per Area, è pari alla capacità che consente di avere un LOLE di sistema elettrico pari a zero.

Il processo si articola quindi nelle seguenti fasi:

1. A valle di una simulazione condotta tenendo conto di un parco corrispondente a quello ottenuto a valle del procedimento descritto al paragrafo 3.3, si identifica un ordine di merito dei gruppi termici sulla base del numero di ore di utilizzo annue;
2. Si dismettono massimo $100\,MW$ di CDP appartenenti al generatore con minore utilizzo annuo[2];
3. Si valuta l'adeguatezza del sistema in termini di LOLE di sistema elettrico:

[2] Si noti che questo criterio di progressiva riduzione della CDP differisce da quello basato sulla minimizzazione dell'energia non servita che viene utilizzato per l'identificazione dei punti B e C. Questa differenza è resa necessaria dal fatto che, nell'identificazione del punto D, si procede analizzando in successione dei sistemi per cui non è richiesto distacco di carico in nessuna delle possibili configurazioni carico/rete. La mancanza di energia non servita rende quindi impraticabile il suo utilizzo come criterio di scelta nella modifica del parco di generazione tra una iterazione e l'altra.

a. nel caso in cui il sistema risulti non più adeguato (ovvero si riscontri un LOLE>0), si rispristina la capacità dismessa nell'Area e si impedisce ulteriore dismissione di CDP in tale Area. Tale CDP identifica il punto D dell'Area in questione. Si prosegue escludendo le unità dell'Area in esame dalla lista delle potenziali dismissioni e si torna al punto 2.
b. nel caso in cui il sistema risulti ancora adeguato, si procede alla dismissione di ulteriori massimo $100\ MW$ di capacità, così come definito nel precedente punto 2.

4. Il processo termina nel momento in cui non è possibile dismettere ulteriore capacità di produzione senza incorrere in distacco di carico, ovvero quando a valle dello step 3.a siano state escluse dalla lista delle potenziali dismissioni tutte le UP termiche.

Il punto finale, quindi, risulta tale per cui, se venissero dismessi ulteriormente al massimo $100\ MW$ da una qualsiasi delle Aree, si presenterebbe distacco di carico. Tale livello di CDP rappresenta il punto D a livello nazionale, nonché il punto D della curva di domanda di ciascuna Area.

3.4.3 Identificazione del punto C

I punti C delle curve di domanda delle diverse Aree individuano, complessivamente, la soluzione che consente di avere un LOLE di sistema elettrico pari al target fissato (pari a 3 ore di LOLE ai sensi del D.M. 09 maggio 2024) con il minimo livello complessivo di capacità installata. In altre parole: una dislocazione differente della capacità sul territorio nazionale potrebbe consentire comunque di avere un valore di LOLE pari al target ma solo con un livello di capacità superiore (o uguale, nel caso esistano soluzioni equivalenti).

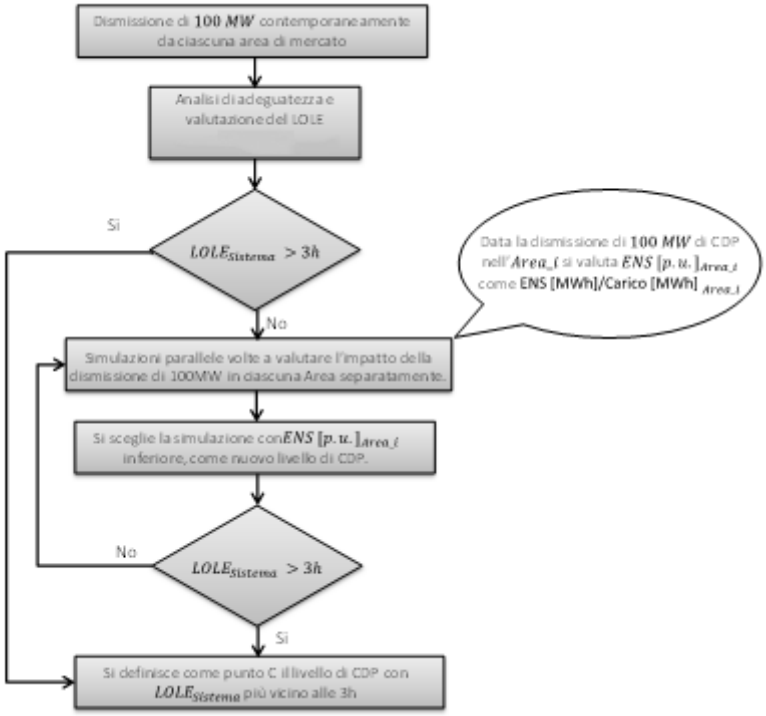


Figura 5. Diagramma di flusso per individuare il punto C. Il punto C individua il valore di capacità da contrattualizzare per ottenere il grado di adeguatezza considerato normale (adeguatezza standard con 3 ore di LOLE).

Per ottenere tale punto, si esegue la procedura iterativa che si dettaglia di seguito:

1. A partire dal punto D, si dismettono contemporaneamente al massimo $100\ MW$ di CDP per ciascuna Area. Questo consente di garantire che in ciascuna Area vi sia una distanza tra il punto D ed il punto C almeno pari allo step di dismissione. Tramite metodo Monte Carlo, si valuta quindi l'adeguatezza del sistema a questo livello di CDP.
2. Dopo aver verificato che lo step 1. non raggiunga il livello target di LOLE, si eseguono simulazioni Monte Carlo distinte e parallele, ciascuna caratterizzata dalla dismissione di massimo $100\ MW$ di CDP in ciascuna Area di mercato.
3. Viene identificata quindi, tra le simulazioni parallele, la simulazione che presenta il minore livello di energia non fornita rispetto al carico $ENS\ [p.u.]$.
    a. Nel caso in cui il LOLE corrispondente a questa simulazione sia inferiore al valore Target, la dismissione di CDP dall'Area corrispondente si considera effettiva e si torna al precedente punto 2. eseguendo ulteriori simulazioni parallele Monte Carlo a partire da tale soluzione.
    b. Nel caso in cui il LOLE di sistema elettrico corrispondente a questa simulazione sia invece superiore al valore Target, si procede selezionando (tra le diverse simulazioni parallele) come punto C il livello di CDP che più si avvicina al Target di sistema.

3.4.4 Identificazione del punto B

A partire dal punto C, si riesegue la procedura di Figura 6 per identificare il punto B, che può essere definito come il limite oltre il quale il sistema non è più adeguato.

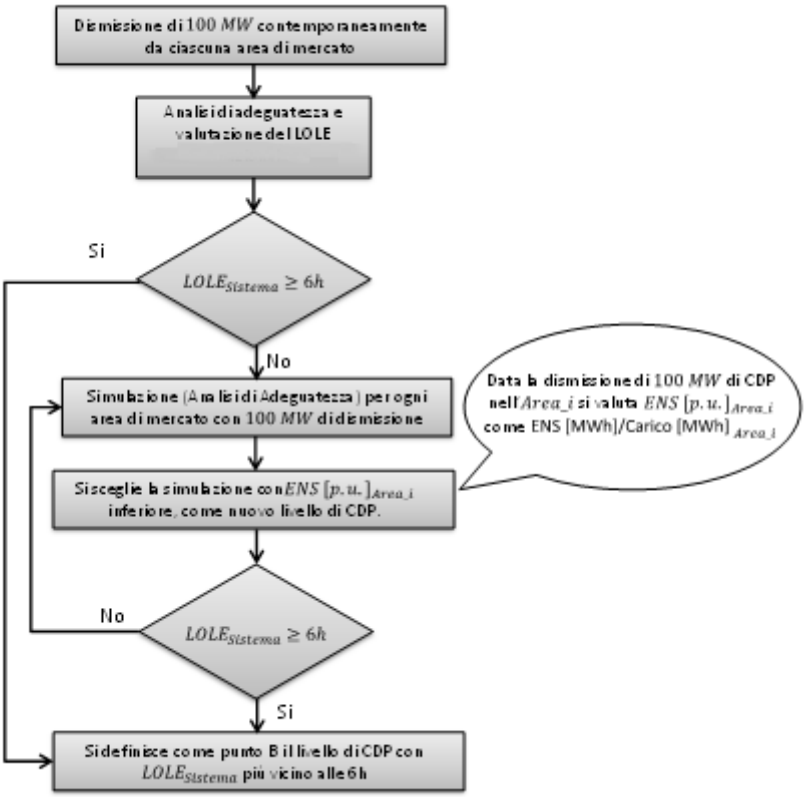


Figura 6. Diagramma di flusso per individuare il punto B. Il Punto B rappresenta il livello di LOLE oltre il quale il sistema può essere considerato non adeguato.

La procedura iterativa prevede dunque che:

1. A partire dal punto C, si dismettono contemporaneamente al massimo $100\ MW$ di CDP per ciascuna Area. Questo consente di garantire che in ciascuna Area vi sia una distanza tra il punto C ed il punto B almeno pari allo step di dismissione. Tramite metodo Monte Carlo, si valuta quindi l'adeguatezza del sistema a questo livello di CDP.
2. Dopo aver verificato che lo step 1. non raggiunga il livello LOLE associato al punto B, si eseguono simulazioni Monte Carlo distinte e parallele, ciascuna caratterizzata dalla dismissione di massimo $100\ MW$ di CDP in ciascuna Area di mercato.
3. Viene identificata quindi, tra le simulazioni parallele, la simulazione che presenta il minore livello di energia non fornita rispetto al carico $ENS\ [p.u.]$.
    a. Nel caso in cui il LOLE corrispondente a questa simulazione sia inferiore al valore di LOLE associato al punto B, la dismissione di CDP dall'Area corrispondente si

considera effettiva e si torna al precedente punto 2. eseguendo ulteriori simulazioni parallele Monte Carlo a partire da tale soluzione.

b. Nel caso in cui il LOLE di sistema elettrico corrispondente a questa simulazione sia invece superiore al valore associato al punto B, si procede selezionando (tra le diverse simulazioni parallele) come punto B il livello di CDP che più si avvicina al Target di sistema.

Qualora decurtando i $100\ MW$ da ciascuna Area a partire dalla configurazione del punto C (step 1.) si superi la soglia del livello di ore di LOLE di sistema elettrico definito nel D.M. 09 maggio 2024 dal Ministero si considera il punto B pari al livello di CDP definito a valle del punto 1 senza procedere ad ulteriori simulazioni.

3.5 Calcolo Limiti di scambio tra Aree per le procedure concorsuali

A valle della valutazione dei punti cardinali della curva di Domanda (D, C e B) per ciascuna Area di mercato si procede con la valutazione di quanta capacità possa provenire dalle Aree limitrofe senza che venga violato lo standard di adeguatezza a livello di sistema corrispondente al punto in esame. La procedura per questa valutazione è iterativa e viene riassunta in Figura 7.

Facendo l'ipotesi di avere due Aree interconnesse "a" e "i" il cui punto D prevede un livello di CDP (CDP_i, CDP_a), per valutare il limite di scambio tra "i" e "a", ad esempio in direzione da "i" verso "a", si procede:

1. Dismettendo al massimo $100\ MW$ di CDP dall'Area "a" incrementando di altrettanta CDP l'Area "i" (la CDP a livello di sistema CDP_i + CDP_a rimane invariata).
2. effettuando una simulazione di adeguatezza con 300 anni Monte Carlo per valutare il nuovo livello di LOLE di sistema elettrico:
    a. nel caso in cui il livello di LOLE risulti inferiore alla soglia di tolleranza prevista per il punto D, si procede dal punto 1 rimuovendo ulteriori, al massimo, $100\ MW$ di capacità dall'Area "a" e incrementandone altrettanti nell'Area "i".
    b. nel caso in cui il LOLE risultante sia maggiore rispetto alla soglia di tolleranza, la CDP massima che può transitare sul collegamento si considera quella che è stata eventualmente rimossa negli step precedenti.

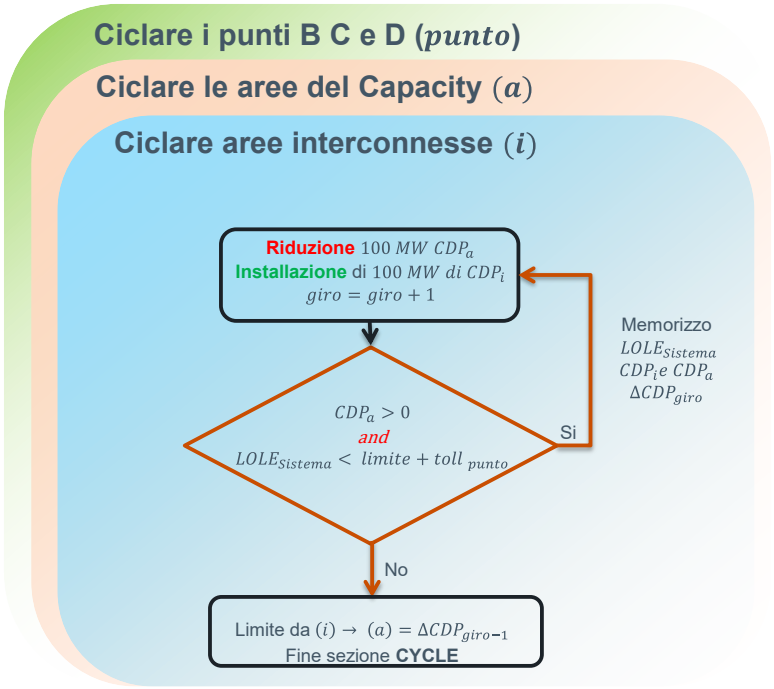


Figura 7. Calcolo limiti di scambio

Il processo sopra descritto non è contemporaneo e considera esclusivamente lo "scambio" (ovvero la dismissione di un valore di CDP dall'Area a-esima e l'incremento dello stesso valore di CDP nell'Area i-esima) per una interconnessione alla volta.

Per ciascuna sezione e verso, il limite adottato in fase d'asta è posto pari al minimo valore tra il valore computato con la procedura descritta, il limite fisico di scambio sulla sezione in esame ed un opportuno valore definito da Terna legato alle condizioni specifiche di ciascuna Area.

3.6 Valutazione limiti di scambio tra le Aree virtuali estere e Aree localizzate sul territorio nazionale

Per valutare la quantità massima di capacità installata in Aree virtuali estere che può contribuire a coprire la domanda di capacità di un'Area limitrofa localizzata sul territorio nazionale, si effettua una analisi sui valori storici di import.

In particolare, il limite di scambio in import (da ogni Area virtuale estera verso l'Area nazionale) utilizzato ai fini delle procedure concorsuali è definito sulla base di un opportuno percentile della distribuzione statistica dell'import nelle ore più critiche.

Si riporta una stima preliminare del range dei valori dei limiti di scambio tra le Aree virtuali estere e le relative Aree localizzate su territorio nazionale, applicando la metodologia sopra descritta:

Tabella 1 - Valori dei limiti di scambio tra le Aree virtuali estere e le relative Aree localizzate su territorio nazionale (stima preliminare a titolo esemplificativo)

Estero Nord	Montenegro	Grecia
3,5 – 4,5 GW	fino a 0,3 GW	fino a 0,3 GW

4 Picco Annuale e Settimanale

4.1 Definizione delle Ore di Picco annuali

Il Picco, di cui all'Articolo 2.1 della Disciplina, per un determinato anno di consegna è definito come l'insieme delle ore dell'anno dove la probabilità di inadeguatezza del sistema risulta maggiore, vale a dire le ore in cui vi è una scarsa capacità del sistema di soddisfare il fabbisogno di energia elettrica nel rispetto di prefissati livelli di sicurezza e di qualità.

In particolare, quindi, le valutazioni di adeguatezza verificano la capacità del Sistema Elettrico di coprire il fabbisogno di energia elettrica con i dovuti margini di riserva in ogni istante del periodo in esame.

Per tale motivo le ore di picco annuale sono individuate come le N ore con minore margine di adeguatezza su base nazionale per ogni anno solare.

Terna, entro il 30 novembre dell'anno precedente a quello di consegna, pubblica le ore di Picco per l'anno di consegna, sulla base delle migliori valutazioni possibili ed in funzione delle più aggiornate informazioni previsionali disponibili[3].

In fase di calcolo della CDP, ovvero ai fini del calcolo dei tassi di cui all'Allegato 3 della Disciplina, saranno quindi considerate le N ore di minimo margine su base nazionale registrate nei 5 anni solari precedenti a quello di pubblicazione dello studio di cui all'Articolo 13.3 della Disciplina.

4.2 Definizione delle Ore di Picco settimanale

Ai fini dell'adempimento dell'obbligo di offerta contratto nel Mercato della Capacità dai Titolari di unità di produzione alimentate da Fonti Rinnovabili non Programmabili di cui Articolo 40.2 della Disciplina e di titolari di UCMC di cui all'Articolo 41.2 della Disciplina, le ore di Picco settimanale di cui all'Articolo 2.1 della Disciplina sono definite considerando che la probabilità dell'inadeguatezza del Sistema Elettrico Nazionale, a parità di altri fattori, aumenta all'aumentare della richiesta di energia in prelievo dalla Rete (ovvero del fabbisogno di energia elettrica). In particolare, tali ore sono identificate come le ore di massimo fabbisogno nazionale per ogni settimana dell'anno di consegna.

Terna, entro il 30 novembre dell'anno precedente a quello di consegna, pubblica le ore di Picco settimanale sulla base della migliore valutazione possibile e in funzione delle più aggiornate informazioni previsionali disponibili.

Di seguito si riporta una figura esemplificativa.

[3] Sono utilizzate le seguenti ipotesi: 1. Fabbisogno atteso in condizioni «severe» (temperature estremamente calde d'estate e fredde d'inverno, con una crescita economica «base»); 2. Producibilità FRNP bassa (5° percentile della produzione storica di eolico e solare e anno «dry» per l'idroelettrico); 3. Import basso (5° percentile delle ore piene, distinto per estate e inverno); 4. Non sono considerate le manutenzioni programmate delle UP.

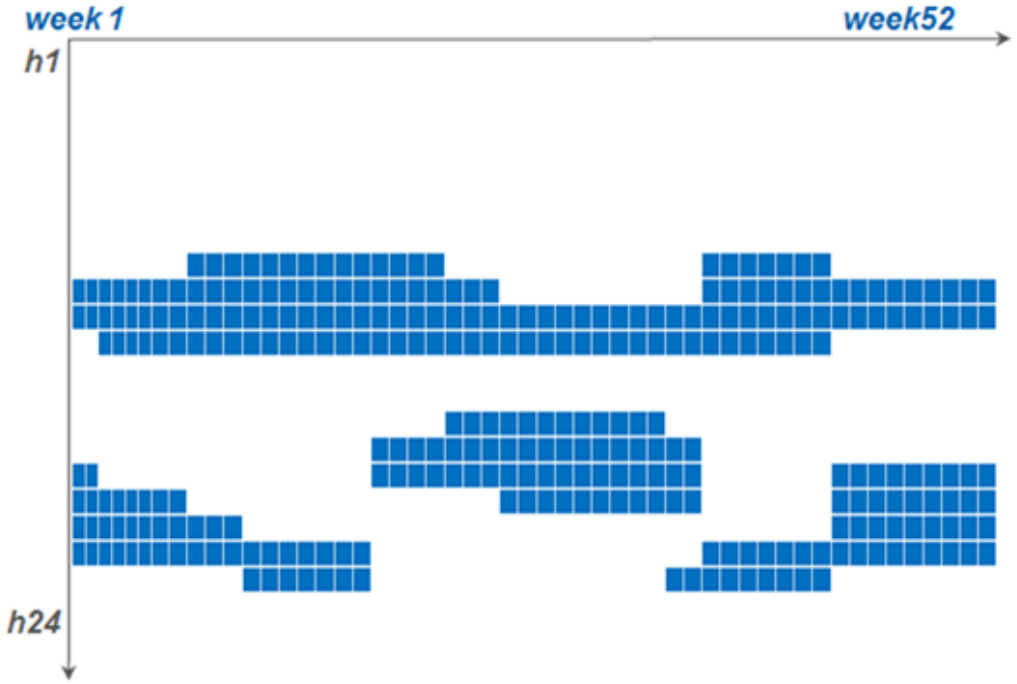


Figura 8. Schema esemplificativo delle ore di picco settimanale

5 Tassi di derating

5.1 Tassi di derating UP FRNP

Il tasso di derating delle unità di produzione alimentate da fonte solare è definito a partire da simulazioni su molteplici campioni Monte Carlo, in cui il contributo marginale fornito all'adeguatezza dalle unità di produzione alimentate da fonte solare viene confrontato con l'output in potenza di un generatore programmabile con CDP equivalente alla capacità solare in analisi.

In particolare, per calcolare il derating delle unità di produzione alimentate da fonte solare in funzione della loro diffusione, si adotta un processo iterativo con l'obiettivo di identificare il rapporto di sostituzione tra la capacità di produzione delle unità di produzione alimentate da fonte solare e la capacità programmabile ideale. In ciascuno step del processo si aggiunge una determinata quantità incrementale di unità di produzione alimentate da fonte solare, a fronte di una conseguente riduzione della capacità programmabile nella stessa zona e in quantità tale da mantenere costante il livello di adeguatezza del sistema.

Terna determina, per un opportuno incremento di capacità rinnovabile, il complemento a 1 del derating come il rapporto tra la capacità programmabile ideale sostituita e tale incremento di capacità solare.

Il tasso di derating delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili diverse dal solare (eolico e fluente) è calcolato sulla base di dati storici. Il periodo di osservazione è costituito dai 3 anni solari precedenti all'anno di svolgimento della procedura concorsuale, per i quali, al momento del calcolo della CDP, sono già disponibili le informazioni necessarie e definitive per tutti i mesi dell'anno. In particolare, si considera (per ciascuna settimana dell'anno) un opportuno percentile della generazione media registrata da ciascuna fonte nelle Ore di Picco settimanale. Il derating si ottiene come differenza tra 1 e la media annuale di questo valore.

5.2 Tassi di derating sistemi di accumulo

Il tasso di derating applicato ai sistemi di accumulo diversi dagli accumuli idroelettrici, è definito in modo standard considerando:

- il tasso medio di accidentalità dei sistemi di accumulo
- il tasso medio di indisponibilità della produzione per limiti di energia dei sistemi di accumulo

Il tasso medio di accidentalità è definito in base a dati storici, o in assenza di essi, su dati di letteratura nella disponibilità di Terna.

Il tasso di indisponibilità della produzione per limiti di energia per i sistemi di accumulo è definito a partire da simulazioni su molteplici campioni Monte Carlo.

In particolare, per calcolare il derating dei sistemi di accumulo in funzione della loro diffusione, si adotta un processo iterativo con l'obiettivo di identificare il rapporto di sostituzione tra capacità di produzione dei sistemi di accumulo e la capacità programmabile ideale. In ciascuno step del processo si aggiunge una determinata quantità incrementale di sistemi di accumulo, a fronte di una conseguente riduzione della capacità programmabile nella stessa zona e in quantità tale da mantenere costante il livello di adeguatezza del sistema.

Terna determina, per un opportuno incremento di capacità di stoccaggio, il complemento a 1 del derating come il rapporto tra la capacità programmabile ideale sostituita e tale incremento di capacità di stoccaggio.

Il tasso di derating sarà calcolato considerando accumuli con diversi rapporti tra energia massima disponibile e potenza massima erogabile dell'accumulo (rapporto E/P). Il rapporto E/P dell'accumulo viene comunicato dal Partecipante ai sensi dell'Articolo 8.1a.XIII della Disciplina.

5.3 Calcolo della CDP per UP costituite da sistemi di accumulo e altri gruppi di generazione

La CDP di unità di produzione costituite da sistemi di accumulo e altri gruppi di generazione (diversi da sistemi di accumulo) è calcolata come somma delle CDP del sistema di accumulo e della CDP degli altri gruppi di generazione costituenti l'unità di produzione, calcolate separatamente in base ai criteri esposti in Disciplina e nei precedenti paragrafi in funzione della rispettiva potenza.

5.4 Tassi di derating UP non appartenenti a nessuna delle attuali tipologie

Per le UP che dovessero richiedere la partecipazione al mercato della capacità ma per le quali non fosse possibile ricondurre la tipologia d'impianto ad una di quelle previste in Disciplina e nei precedenti paragrafi si adotta un tasso di derating del 50%, fatta salva la possibilità per Terna di fare delle valutazioni puntuali sulla specifica tipologia.

5.5 Tassi di derating UP nuove

Il tasso di derating applicato alle unità di produzione nuove termoelettriche e geotermoelettriche è unico, ossia non prevede distinzione per tecnologia e zona. Nel caso di Unità di Produzione Nuove di tipo ciclo combinato, se l'intervento di nuova realizzazione prevede l'installazione esclusiva di un sistema di raffreddamento ad acqua, si applica un tasso di derating superiore rispetto a quello applicato alle restanti unità di produzione nuove termoelettriche.

Il tasso di derating applicato alle unità di produzione nuove di tipo idroelettrico ed idroelettrico di produzione e pompaggio è pari alla media dei tassi di derating delle unità esistenti della stessa tecnologia ed Area.

5.6 Tassi di Extra-derating UCMC

Il Fattore di Extra-derating UCMC di cui all'Articolo 2.1 è il parametro percentuale che rileva ai fini della presentazione e selezione delle offerte nel Mercato della Capacità della CDP afferente UCMC ed è pari al rapporto tra:

- la differenza del fabbisogno annuale atteso di energia nelle 6 ore di Picco Settimanale (ovvero nelle 42 h per ogni settimana dell'anno) e la somma nelle medesime 6 ore delle aree sottese al massimo valore di fabbisogno orario atteso per ciascun giorno dell'anno al di fuori delle 12 ore giornaliere di massimo fabbisogno; e
- la differenza del fabbisogno atteso totale annuo di energia nelle 12 ore di massimo fabbisogno giornaliere e la somma nelle medesime ore delle aree sottese al massimo valore di fabbisogno orario atteso per ciascun giorno dell'anno al di fuori delle 12 ore giornaliere di massimo fabbisogno.

Calcolando quindi il fabbisogno atteso per l'anno di consegna in oggetto come la somma del fabbisogno atteso in ognuno dei 6 diversi scenari ponderato per la probabilità di accadimento e considerando per ogni singola settimana le 6 ore di picco settimanale (definite con il criterio riportato nel precedente capitolo 4 ed applicandolo alle curve di fabbisogno utilizzate per la definizione delle curve di domanda per l'asta in esame), si ottiene il fattore di Extra-derating per l'anno di consegna in oggetto.

Di seguito una rappresentazione grafica esemplificativa della metodologia di calcolo:

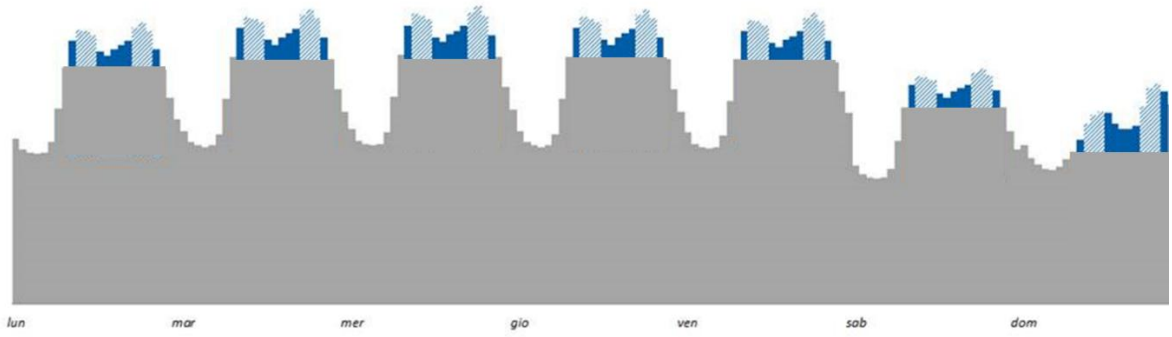


Figura 9. Rappresentazione concettuale calcolo fattore di extra-derating UCMC

Il rapporto tra l'area campita e la somma dell'area campita con quella non campita, sul totale dell'anno, rappresenta esattamente il fattore di Extra-derating UCMC (mentre l'area composta dalle barre grigie in basso viene esclusa dal computo).

6 Fattore Di Carico

6.1 Definizione del Fattore di Carico

La Delibera 98/11 e s.m.i. definisce il fattore di carico del sistema, con riferimento a una specifica UdM e a una specifica zona, come il minimo fra:

- 1 (uno); e
- il rapporto fra:
  i. il prelievo effettivo di energia elettrica incrementato dell'ammontare di capacità in manutenzione e dell'esportazione attesa nelle UdM delle ore di picco della zona, al netto dell'immissione effettiva di energia elettrica da capacità non impegnata; e
  ii. il prelievo medio di energia elettrica atteso nelle UdM delle ore di picco della zona incrementato dell'esportazione attesa nelle UdM delle ore di picco della zona, al netto dell'immissione media di energia elettrica da capacità non impegnata attesa nelle UdM delle ore di picco della zona.

$$F.C._{u,z}=\min\left[1;\ \frac{\overbrace{Prel.(u,z)}^{a)}+\overbrace{Cap.\ impegnata\ in\ manutenzione(u,z)}^{b)}+\overbrace{Export\ atteso\ (picco\ z)}^{c)}-\overbrace{Imm.Cap.non\ impegnata(u,z)}^{d)}}{\underbrace{[Prel.atteso(picco\ z)-Imm.Cap.non\ impegnata\ attesa\ (picco\ z)]}_{e)}*(UdM/60)+\underbrace{Export\ atteso\ (picco\ z)}_{c)}}\right]$$

6.2 Metodologia di calcolo del Fattore di Carico

Si riporta di seguito la metodologia di calcolo di ciascuna componente del fattore di carico:

Numeratore

a) **Prelievo (u,z)** = energia prelevata nell'UdM u e nella zona z sulla base dei dati disponibili sui sistemi Terna al momento del calcolo.

b) **Capacità impegnata in manutenzione (u,z)** = capacità impegnata in manutenzione programmata nell'UdM u e nella zona z; è pari al prodotto tra la capacità in manutenzione programmata relativa ad unità localizzate nella zona z che sono state nominate dagli Assegnatari ai sensi dell'Articolo 45 della Disciplina e il rapporto tra la UdM e 60.

c) **Export atteso (picco z) =** prodotto tra l'esportazione attesa dalla zona z pari al flusso di capacità esito di tutte le fasi di mercato della capacità svolte per l'anno di consegna considerato (aste madri, aste di aggiustamento e mercato secondario) e il rapporto tra la UdM e 60. In particolare, l'esportazione attesa della zona z assume un valore diverso da zero solo per le zone che, in esito a tutte le fasi del mercato della capacità sono esportatrici nette; il **flusso di capacità dalle zone estere** è pertanto considerato nell'individuazione dell'esportazione attesa di tali zone. Ad esempio, se la zona Nord ha un flusso in import dalla zona Estero Nord pari a 100 MW ed un

flusso in export verso la zona Centro Nord di 150MW risulta essere una zona esportatrice netta di 50 MW che rappresenta il valore dell'esportazione attesa dalla zona.

d) **Imm. Cap. non impegnata (u,z)** = Immissione effettiva da capacità non impegnata nell'UdM u e nella zona z. Rappresenta l'energia immessa da ciascuna UP in eccesso rispetto al prodotto tra la quantità nominata ai sensi dell'Articolo 45 della Disciplina e il rapporto tra la UdM e 60.

Denominatore:

e) **[Prel. atteso (picco z) - Imm. Cap. non impegnata attesa (picco z)]:** termine calcolato nel modo seguente:

1. si individua, per ogni ora h dell'anno di consegna (h: 1, …, 8760), la variabile X = [**Prel. atteso (h, z) - Imm. Cap. non impegnata attesa (h, z)],** pari alla differenza tra:
   - valore atteso del fabbisogno nell'ora h e nella zona z;
   - energia attesa immessa da capacità non impegnata nell'ora h e nella zona z; la capacità non impegnata si riferisce a:
     i. unità non qualificate al mercato della capacità;
     ii. capacità qualificata non offerta;
     iii. capacità qualificata offerta ma non accettata.

   L'energia immessa da capacità non impegnata è dunque individuata come somma di:
   A. **Capacità Disponibile in Probabilità per le unità programmabili**;
   B. **Previsione di energia immessa per le unità non programmabili** calcolata mediante una stima del contributo orario atteso da tali unità. Considerando che nel mercato della capacità le offerte relative ad unità non programmabili appartengono alla Tipologia di CDP FRNP senza distinzione per singola fonte la capacità qualificata non offerta ed offerta ma non accettata è calcolata applicando un criterio pro quota rispetto alla composizione per fonte della tipologia FRNP nella titolarità di ciascun Assegnatario.

2. A partire dai valori orari del termine X di cui al punto 1, si selezionano le **Y ore** dell'anno in cui la variabile X assume i valori più elevati e si determina il valor medio della grandezza X in tali ore. Il valore così individuato rappresenta il termine [Prel.atteso (picco z) - Imm.Cap.non impegnata attesa (picco z)] del denominatore del fattore di carico.