





Ente per le Nuove tecnologie,  
l'Energia e l'Ambiente



*Ministero dello Sviluppo Economico*

RICERCA SISTEMA ELETTRICO

## Elementi per la formulazione di un ambiente integrato di simulazione

*Paola Caputo, Massimiliano Manfren*

**POLITECNICO DI MILANO**

Dipartimento di Scienza e Tecnologie dell'Ambiente Costruito



Report RSE/2009/60

## ELEMENTI PER LA FORMULAZIONE DI UN AMBIENTE INTEGRATO DI SIMULAZIONE

Paola Caputo, Massimiliano Manfren (Dipartimento di Scienza e Tecnologie dell'Ambiente  
Costruito del Politecnico di Milano)

Aprile 2009

Report Ricerca Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Area: Usi finali

Tema: Studio e dimostrazione di forme di finanza innovativa e di strumenti di programmazione e pianificazione per la promozione di tecnologie efficienti per la razionalizzazione dei consumi elettrici a scala territoriale e urbana

Responsabile Tema: Ilaria Bertini, ENEA



---

## Accordo di Programma MSE-ENEA

Tema di ricerca 5.4.4.7/5.4.4.8: “Studio e dimostrazione di forme di finanza innovativa e di strumenti di programmazione e pianificazione per la promozione di tecnologie efficienti per la razionalizzazione dei consumi elettrici a scala territoriale e urbana”

### **Strategie e modelli di efficienza energetica alla scala urbana**

## **Report 4 - Elementi per la formulazione di un ambiente integrato di simulazione energetica**

## Indice

1	Introduzione .....	3
2	Valutazione preliminare dei sistemi di generazione distribuita a scala di distretto, il <i>Distributed Energy Resource Customer Adoption Models (DER-CAM)</i> .....	4
2.1	Descrizione del modello .....	4
2.1.1	Input del modello .....	4
2.1.2	Output del modello .....	4
2.2	Formulazione del problema .....	5
2.2.1	Parametri di input .....	5
2.2.1.1	Indici .....	5
2.2.1.2	Curve di carico orarie e struttura tariffaria .....	5
2.2.1.3	Dettagli economici delle tecnologie di generazione e dei sistemi di distribuzione .....	6
2.2.1.4	Dettagli tecnici delle tecnologie di generazione e dei sistemi di distribuzione .....	7
2.2.1.5	Variabili di decisione .....	7
2.2.2	Funzione di costo totale della generazione elettrica e termica .....	8
2.2.2.1	Variabili da minimizzare .....	8
2.2.2.2	Funzione oggetto .....	8
2.2.2.3	Condizioni imposte .....	9
3	Proposta di modello di simulazione di sistemi di generazione distribuita a scala di distretto .....	12
3.1	Descrizione del modello .....	12
3.1.1	Input del modello .....	12
3.1.2	Output del modello .....	13
3.2	Formulazione del problema .....	13
3.2.1	Parametri di input .....	13
3.2.1.1	Indici .....	13
3.2.1.2	Strutture tariffarie dei servizi energetici .....	14
3.2.1.3	Dettagli tecnici delle tecnologie di generazione e dei sistemi di distribuzione .....	14
3.2.1.4	Dettagli tecnici del sistema alla scala di distretto .....	16
3.2.1.5	Dati di input .....	18
3.2.1.6	Dati di input sui carichi .....	18
3.2.1.7	Variabili di decisione globali .....	18
3.2.1.8	Variabili di decisione interne .....	19
3.2.2	Descrizione del modello di ottimizzazione multi-criteria .....	22
3.2.2.1	Funzioni oggetto .....	22
3.2.2.2	Vincoli .....	28
3.3	Inquadramento del modello proposto nel processo di pianificazione e progettazione complessiva del distretto .....	37
3.4	Procedura proposta per l'uso del modello di ottimizzazione .....	37
3.4.1	Analisi della distribuzione dei consumi energetici .....	37
3.4.2	Simulazione .....	38
3.4.3	Ottimizzazione .....	38
3.4.4	Considerazioni conclusive .....	38

## 1 Introduzione

È stato più volte ribadito come il passaggio dal sistema energetico attuale a sistemi energetici avanzati efficienti sia ormai un obiettivo non più rimandabile nel tempo, oltre che auspicabile.

Il tema dell'energia dovrà essere quindi affrontato da più attori, amministrazioni locali incluse, perché cruciale per lo sviluppo delle comunità.

Tale cambiamento di paradigma, presuppone una vera e propria rivoluzione, i cui elementi fondamentali sono rappresentati da:

- una drastica riduzione della domanda di energia presso gli utenti finali
- un'aggregazione ottimale dei diversi tipi di domanda di energia
- uso di vettori energetici differenziati, con forte incremento delle fonti rinnovabili di facile accessibilità e localmente presenti
- generazione distribuita dell'energia
- uso di sistemi di tipo cogenerativo e trigenerativo
- implementazione di micro-reti intelligenti per la distribuzione dell'energia
- uso di sistemi di accumulo di calore ed elettricità.

Come già ribadito, tale paradigma sembra trovare la propria dimensione più consona nella scala del distretto energetico. È facile intuire come tale passaggio implichi l'attivazione di risorse ingenti e la definizione di azioni precise, rispetto alle quali non ci può permettere il lusso di commettere gravi errori. Per tale motivo, è necessario sviluppare degli strumenti di supporto particolarmente efficaci ed affidabili utili allo scopo.

Di seguito vengono introdotti strumenti informatici pensati per guidare le fasi preliminari di valutazione e progettazione di distretti energetici basati su generazione distribuita e micro-reti. Questi strumenti, seppure descrivano le configurazioni impiantistiche in maniera semplificata, hanno lo scopo di confrontare le prestazioni economico-energetico-ambientali relativi a diversi scenari tecnologici. La possibilità di compiere un confronto tra varie soluzioni possibili fin dalle prime fasi di progetto permette di evidenziare i vantaggi e gli svantaggi di ognuna; la logica che viene seguita è quella dell'analisi multi-criteria, secondo la quale sono possibili più condizioni ottimali, in funzione dei vincoli presenti. Sulla base delle condizioni attualmente presenti, il vincolo principale è ancora quello economico, legato alla possibilità di ridurre il costo dei servizi energetici presso l'utente finale. Questo fattore può quindi rappresentare la chiave del successo del nuovo paradigma energetico: la possibilità di attrarre investimenti privati per la realizzazione di distretti energetici con micro-reti e generazione distribuita determinerà la velocità della transizione verso scenari di maggiore competitività nel settore dei servizi energetici. Una forte penetrazione delle fonti rinnovabili potrebbe essere inoltre favorita, all'interno di questo paradigma, dalla futura riduzione dei costi delle tecnologie per la conversione energetica e per lo stoccaggio di energia.

Di seguito viene dapprima presentato il modello DER-CAM (già brevemente descritto nel **Report 3**), già testato dagli sviluppatori per la progettazione/valutazione di sistemi energetici basati sulla generazione distribuita e per questo utilizzabile come valido *bench mark* per la valutazione di modelli innovativi. Successivamente, a partire dalla logica di implementazione di DER-CAM opportunamente modificata, vengono forniti degli elementi utili alla formalizzazione di un modello di simulazione innovativo per il distretti energetici. Tali elementi costituiscono ovviamente una proposta preliminare nella direzione dello sviluppo di una piattaforma integrata e interoperabile.

## **2 Valutazione preliminare dei sistemi di generazione distribuita a scala di distretto, il *Distributed Energy Resource Customer Adoption Models (DER-CAM)***

Tale modello è già stato utilizzato per la simulazione di sistemi di generazione e cogenerazione distribuita, corredati da micro-reti e dispositivi di stoccaggio.

Le domande di energia considerate sono: riscaldamento degli ambienti, produzione di acqua calda sanitaria, raffrescamento-refrigerazione, funzionamento di luci e apparecchiature. E' escluso il fabbisogno per usi di cucina. La determinazione delle taglie dei diversi componenti tecnologici e delle strategie di dispacciamento dei carichi è riassunta in un'unica funzione, che rappresenta il costo totale della generazione elettrica e termica, da minimizzare rispetto alle condizioni presenti.

### **2.1 Descrizione del modello**

Il modello DER-CAM considera che si possano acquistare dalla rete i vettori energia elettrica e gas metano e che debbano essere soddisfatte le domande di energia elettrica e calore del sistema (suddivise in quattro curve di carico, per tipo di uso finale, ovvero: funzionamento di luci e apparecchiature, climatizzazione estiva degli edifici, produzione di acqua calda sanitaria, climatizzazione invernale), imponendo che il sistema non possa generare più energia di quella che consuma. I vincoli imposti sono quelli relativi alle prestazioni economiche e alle emissioni di inquinanti in atmosfera, dipendenti dalle disposizioni delle autorità locali competenti in materia.

#### **2.1.1 Input del modello**

Gli input da fornire al modello sono i seguenti:

- Profili di domanda orari per i quattro tipi di usi finali indicati
- Struttura della tariffazione delle forniture di elettricità e gas;
- Investimento iniziale, costi di esercizio e manutenzione, delle tecnologie (al fine di valutare la taglia ottimale del sistema da considerare nell'analisi);
- Efficienze e parametri termodinamici delle tecnologie proposte.
- Fattori di emissione delle tecnologie proposte e del sistema di generazione nazionale;
- Fattori di emissione degli impianti di riscaldamento presenti;
- Eventuale carbon tax applicabile.

Per quel che concerne i profili di domanda, si ipotizza di fare ricorso a strumenti di simulazione nel caso degli usi termici e a dati rilevati tramite telelettura nel caso degli usi elettrici. Ulteriori suddivisioni nelle varie sottocategorie possono essere effettuate mediante rilevazione diretta o a partire da dati statistici sul consumo di energia negli usi finali.

#### **2.1.2 Output del modello**

Gli output che il modello fornisce sono i seguenti:

- La combinazione delle tecnologie installate e le rispettive potenze;
- Il regime di funzionamento ottimale orario rispetto ai carichi di progetto, sulla base del quale dovrebbero essere tarati anche i sistemi di controllo e regolazione;
- I costi totali della generazione elettrica, termica, le emissioni e l'uso di energia primaria da fonte fossile delle soluzioni proposte.

Questo tipo di schematizzazione assume che:

- Le decisioni riguardanti il tipo di soluzione da realizzare dipendano da criteri economici e siano vincolate da limiti alle emissioni fissati per la zona in esame;
- Il sito non possa, sottostando ai limiti di emissione presenti, generare e vendere sul mercato più elettricità di quella che consuma;

- Non siano tenuti in conto dal punto di vista economico i benefici di affidabilità e qualità del servizio;
- Le efficienze siano quelle medie e non si tenga conto, per semplicità di schematizzazione dei consumi relativi alle fasi di avviamento.

## 2.2 Formulazione del problema

Si descrive di seguito brevemente la formulazione analitica del modello. La soluzione prevede la minimizzazione della funzione oggetto rispetto alle condizioni imposte. Vengono descritti i parametri, le variabili di decisione, le condizioni.

### 2.2.1 Parametri di input

I parametri di input delle funzioni da minimizzare vengono suddivisi in categorie al fine di una migliore comprensione del problema.

#### 2.2.1.1 Indici

Nome	Unità	Definizione
$h$	h	ora del giorno [1,2,...,24]
$i$	-	Tipo di tecnologia [l'insieme delle tecnologie installate]
$m$	m	mese [1,2,...,12]
$p$	-	periodo nella tariffazione multioraria
$s$	-	stagione [invernale/estiva]
$t$	-	tipo di giorno [feriale, festivo]
$u$	-	tipo di uso finale [usi elettrici, riscaldamento, produzione di acqua calda sanitaria, raffrescamento]

#### 2.2.1.2 Curve di carico orarie e struttura tariffaria

Nome	Unità	Definizione
$Cloud_{m,t,h,u}$	kW	carico energetico per tipo di uso finale $u$ , durante l'ora $h$ , il tipo di giorno $t$ ed il mese $m$
$RTPower_{s,p}$	US\$/kW	tariffa rispetto alla potenza elettrica richiesta nelle condizioni non di picco durante la stagione $s$ ed il periodo $p$
$RTEnergy_{m,t,h,u}$	US\$/kWh	tariffa elettrica durante l'ora $h$ , tipo di giorno $t$ , mese $m$ e uso finale $u$
$RTCDCCharge_m$	US\$/kW	tariffa rispetto alla potenza elettrica richiesta nelle condizioni di picco durante la stagione $s$ ed il periodo $p$
$RTCCharge$	US\$	costo fisso della tariffazione
$RTFCharge$	US\$/kW	costo legato alla potenza di contatore elettrico installato
$NGBSF_m$	US\$	costo fisso del servizio di fornitura del gas naturale durante il mese $m$
$CTax$	US\$/kg-carbon	tassa sulle emissioni di anidride carbonica



<i>MktCRate</i>	kg-carbon/kWh	fattore di emissione del parco di generazione nazionale
<i>NGCRate</i>	kg-carbon/kWh	fattore di emissione dovuto all'uso del gas naturale per soddisfare carichi di riscaldamento e raffrescamento
<i>NatGasPrice<sub>m,t,h</sub></i>	US\$/kJ	costo a consumo del servizio di fornitura del gas naturale durante l'ora h, il tipo di giorno t ed il mese m

### 2.2.1.3 Dettagli economici delle tecnologie di generazione e dei sistemi di distribuzione

Nome	Unità	Definizione
<i>DERmax<sub>i</sub></i>	kW	potenza elettrica della tecnologia i
<i>DERlifetime<sub>i</sub></i>	a	tempo di vita delle tecnologia i
<i>DERcapcost<sub>i</sub></i>	US\$/kW	costo complessivo della tecnologia i
<i>DEROMfix<sub>i</sub></i>	US\$/kW	costi fissi di esercizio e manutenzione della tecnologia i
<i>DEROMvar<sub>i</sub></i>	US\$/kWh	costi variabili di esercizio e manutenzione della tecnologia i
<i>DERhours<sub>i</sub></i>	h	massimo numero di ore di funzionamento della tecnologia i
<i>DERCostkWh<sub>i,m</sub></i>	US\$/kWh	costo della generazione elettrica della tecnologia i nel mese m
<i>AnnuityF<sub>i</sub></i>	-	fattore di annualizzazione dei costi della tecnologia i dove: $\text{AnnuityF}_i = \frac{\text{IntRate}}{(1 - 1/(1 + \text{IntRate})^{\text{DERlifetime}_i})} \forall i$
<i>CRate<sub>i</sub></i>	kg-carbon/kWh	fattore di emissione di anidride carbonica della tecnologia i
<i>DCCap</i>	kW	capacità dei chiller ad assorbimento alimentati a gas naturale
<i>DCPrice</i>	US\$	costo complessivo dei frigoriferi ad assorbimento alimentati a gas naturale
<i>AnnDCPrice</i>	US\$	costo annualizzato dei frigoriferi ad assorbimento alimentati a gas naturale, dove: $\text{AnnDCPrice} = \frac{\text{IntRate}}{(1 - 1/(1 + \text{IntRate})^{\text{DCLifetime}_i})} \times \text{DCPrice}$
<i>DCLifetime</i>	a	tempo di vita dei frigoriferi ad assorbimento alimentati a gas naturale
<i>SHCap</i>	kWh	capacità dello stoccaggio di calore (la massima quantità di calore stoccato che può essere usato per riscaldamento produzione di acqua calda sanitaria e raffrescamento tramite chiller ad assorbimento alimentati ad acqua calda)
<i>SHPrice</i>	US\$	costo complessivo dello stoccaggio di calore
<i>AnnSHPrice</i>	US\$	costo annualizzato dello stoccaggio di calore, dove: $\text{AnnSHPrice} = \frac{\text{IntRate}}{(1 - 1/(1 + \text{IntRate})^{\text{SHlifetime}_i})} \times \text{SHPrice}$
<i>SHLifetime</i>	a	tempo di vita dello stoccaggio di calore
<i>S(i)</i>	-	insieme dei tipi di usi finali che possono essere soddisfatti con la tecnologia i

### 2.2.1.4 Dettagli tecnici delle tecnologie di generazione e dei sistemi di distribuzione

Nome	Unità	Definizione
<i>IntRate</i>	-	tasso d'interesse dell'investimento per la realizzazione degli impianti
<i>NGHR</i>	kJ/kWh	potere calorifico superiore del gas naturale (HHV)
<i>t(m)</i>	-	tipo di giorno del mese m nel quale avviene il picco di potenza
<i>h(m)</i>	-	ora del mese m nella quale avviene il picco di potenza
$\alpha_i$	kW	flusso di calore che può essere recuperato per ogni kW di potenza elettrica generata dalla tecnologia i (questo è pari a 0 se non è presente uno scambiatore di calore o un frigorifero ad assorbimento alimentato ad acqua calda)
$\beta_u$	kW	flusso di calore generato per ogni kW di flusso di gas naturale per il tipo di uso finale u (poiché il carico per usi elettrici non è un carico termico, in questo caso $\beta_u$ vale 0)
$\gamma_{i,u}$	kW	quantità di calore utile che può essere allocata per l'uso finale u per ogni kW di potenza termica recuperata dalla tecnologia i (poiché gli usi elettrici non usano calore, in questo caso il corrispondente valore di $\gamma_{i,u}$ è 0)
$\delta_u$	kW	quantità di calore che può essere allocato per l'uso finale u per ogni kW di calore che è rilasciato dallo stoccaggio (poiché gli usi elettrici non usano calore, in questo caso il corrispondente valore di $\delta_u$ è 0)
$\varepsilon$	kW	quantità di calore che non viene perso per dissipazione in un'ora per ogni kW di potenza dello stoccaggio di calore

### 2.2.1.5 Variabili di decisione

Nome	Unità	Definizione
<i>InvGen<sub>i</sub></i>	-	numero di unità della tecnologia i installate
<i>DC</i>	-	variabile di decisione per valutare l'installazione di frigoriferi ad assorbimento alimentati a gas naturale
<i>SH</i>	-	variabile di decisione per valutare l'installazione dello stoccaggio di calore
<i>GenL<sub>i,m,t,h,u</sub></i>	kW	potenza elettrica generata dalla tecnologia di tipo i durante l'ora h, il tipo di giorno t ed il mese m per servire l'uso finale u
<i>GasP<sub>m,t,h,u</sub></i>	kW	consumo di gas naturale durante l'ora h, il tipo di giorno t ed il mese m per servire l'uso finale u
<i>DELoad<sub>m,t,h,u</sub></i>	kW	elettricità acquistata della rete durante l'ora h, il tipo di giorno t ed il mese m per servire l'uso finale u (è una variabile interna derivata dalle altre)
<i>RecHeat<sub>i,m,t,h,u</sub></i>	kW	flusso di calore recuperato dalla tecnologia i che viene usato per

		servire l'uso finale u durante l'ora h, il tipo di giorno t ed il mese m
<i>StoHeat</i> <sub>m,t,h</sub>	kWh	flusso di calore recuperato dalla tecnologia i disponibile all'inizio dell'ora h, il tipo di giorno t ed il mese m
<i>InHeat</i> <sub>i,m,t,h</sub>	kW	flusso di calore recuperato dalla tecnologia i che viene mandato allo stoccaggio di calore durante l'ora h, il tipo di giorno t ed il mese m
<i>OutHeat</i> <sub>m,t,h,u</sub>	kW	flusso di calore che viene rilasciato dallo stoccaggio di calore durante l'ora h, il tipo di giorno t ed il mese m per servire l'uso finale u

## 2.2.2 Funzione di costo totale della generazione elettrica e termica

Si assume nello studio di ottimizzazione che il sistema di generazione distribuita non possa generare più energia elettrica di quella che viene consumata. La formulazione del modello DER CAM è la seguente:

### 2.2.2.1 Variabili da minimizzare

*InvGen*<sub>i</sub>

*GenL*<sub>i,m,t,h,u</sub>

*GasP*<sub>m,t,h,u</sub>

*RecHeat*<sub>i,m,t,h,u</sub>

*InHeat*<sub>i,m,t,h</sub>

*StoHeat*<sub>m,t,h</sub>

*OutHeat*<sub>i,m,t,h,u</sub>

*DC*

*SH*

### 2.2.2.2 Funzione oggetto

$$\begin{aligned}
 & \sum_m RTFCharg e \times \max \left( \sum_{u \in \{electricity-only, cooling\}} DELoad_{m,t,h,u} \right) + \sum_m RTCCharg e \\
 & + \sum_s \sum_{m \in s} \sum_p RTPower_{s,p} \times \max \left( \sum_{u \in \{electricity-only, cooling\}} DELoad_{m,(t,h) \in p,u} \right) \\
 & + \sum_{s \in \{electricity-only, cooling\}} \sum_m RTCDCharg e_m \times DELoad_{m,t(m),h(m),u} + AnnDC Price \times DC \\
 & + AnnSH Price \times SH + \sum_m \sum_t \sum_h \sum_u DELoad_{m,t,h,u} \times (RTEnergy_{m,t,h} + CTax \times MktCRate) \\
 & + \sum_i \sum_m \sum_t \sum_h \sum_u GenL_{i,m,t,h,u} \times DERCostkWh_i + \sum_i \sum_m \sum_t \sum_h \sum_u GenL_{i,m,t,h,u} \times DEROM var_i \\
 & + \sum_i InvGen_i \times DER max p_i \times (DERcap cost_i \times AnnuityF_i + DEROMfix_i) + \sum_m NGBSF_m
 \end{aligned}$$

$$+ \sum_m \sum_t \sum_h \sum_u GasP_{m,t,h,u} \times NGHR \times (NatGas Price_{m,t,h} + Ctax \times NGCRate)$$

La ricerca del minimo di questa funzione corrisponde alla minimizzazione del costo dell'energia generata sulla base delle variabili tecniche (efficienze delle tecnologie installate) ed economiche (costi d'investimento iniziale, costi di esercizio e manutenzione).

### 2.2.2.3 Condizioni imposte

Nel bilancio energetico, si impone che il carico energetico per l'uso  $u$  venga soddisfatto per ogni ora dell'anno:

$$Cload_{m,t,h,u} = \sum_i GenL_{i,m,t,h,u} + DELoad_{m,t,h,u} + \beta_u \times GasP_{m,t,h,u} + \sum_i (\gamma_{i,u} \times RecHeat_{i,m,t,h,u}) + \delta_u \times OutHeat_{m,t,h,u} \quad \forall m,t,h,u$$

Si limita per ogni generatore la quantità massima di energia elettrica generabile:

$$\sum_u GenL_{i,m,t,h,u} \leq InvGen_i \times DERmax p_i \quad \forall i,m,t,h$$

Viene fissato un numero di ore massimo di funzionamento per ogni generatore (tale numero può essere legato ai limiti di emissione dipendenti dalle disposizioni sulla qualità dell'aria presente sul territorio):

$$\sum_m \sum_t \sum_h \sum_u GenL_{i,m,t,h,u} \leq InvGen_i \times DERmax p_i \times DERhours_i \quad \forall i$$

Si limita per ogni generatore la quantità massima di energia termica recuperabile per servire direttamente i carichi termici o stoccare il calore:

$$\sum_u RecHeat_{i,m,t,h,u} + InHeat_{i,m,t,h} \leq \alpha_i \times \sum_u GenL_{i,m,t,h,u} \quad \forall i,m,t,h$$

Si impedisce l'uso di calore di recupero negli usi che non possono essere soddisfatti dalle rispettive tecnologie di GD:

$$\begin{aligned} & \text{if} \\ & u \notin S(i) \\ & RecHeat_{i,m,t,h,u} = 0 \quad \forall i,m,t,h \end{aligned}$$

Si impedisce l'uso di elettricità per usi di riscaldamento:

$$\begin{aligned} & \text{if} \\ & u \notin \{spaceheating, waterheating\} \\ & GenL_{i,m,t,h,u} = 0 \quad \forall i,m,t,h \end{aligned}$$

Si impedisce che sia utilizzato gas per servire carichi di raffrescamento se non sono presenti frigoriferi ad assorbimento:

$$\begin{aligned}
 & \text{if} \\
 & u \in \{\text{cooling}\} \\
 & GasP_{m,t,h,u} \leq DCCap \times DC \forall m,t,h
 \end{aligned}$$

Si impedisce l'uso di elettricità per usi di riscaldamento:

$$\begin{aligned}
 & \text{if} \\
 & u \notin \{\text{spaceheating}, \text{waterheating}\} \\
 & DELoad_{m,t,h,u} = 0 \forall m,t,h
 \end{aligned}$$

Si impone che il calore stoccato totale all'inizio di ogni ora sia uguale al calore non dissipato dal sistema nell'ora precedente più il calore di recupero che viene mandato allo stoccaggio, meno il calore sfruttato per servire la domanda nella medesima ora:

$$\begin{aligned}
 & \text{if} \\
 & h \neq 24 \\
 & StoHeat_{m,t,h+1} = \varepsilon \times StoHeat_{m,t,h} + \sum_i InHeat_{i,m,t,h} + \sum_u OutHeat_{m,t,h,u} \forall m,t
 \end{aligned}$$

È la condizione identica alla precedente, solo che viene imposta al primo giorno di ogni mese:

$$\begin{aligned}
 & \text{if} \\
 & m \neq 12 \\
 & StoHeat_{m+1,t,1} = \varepsilon \times StoHeat_{m,t,24} + \sum_i InHeat_{i,m,t,24} + \sum_u OutHeat_{m,t,24,u} \forall t
 \end{aligned}$$

Si impone che il calore stoccato non possa servire i carichi elettrici:

$$\begin{aligned}
 & \text{if} \\
 & u \in \{\text{electricity} - \text{only}\} \\
 & OutHeat_{m,t,h,u} = 0 \forall m,t,h
 \end{aligned}$$

Si impedisce che la quantità di calore stoccato sia superiore alla capacità complessiva di stoccaggio:

$$StoHeat_{m,t,h} \leq SHCap \times SH \forall m,t,h$$

Si inizializza il calore stoccato a 0 (arbitrario):

$$StoHeat_{\{\text{January}\},t,1} = 0 \forall t$$

Si indica che il calore stoccato è rilasciato alla fine dell'anno:

$$StoHeat_{\{\text{December}\},t,24} = 0 \forall t$$

Si impedisce di usare calore stoccato per servire carichi termici nella prima ora dell'anno:

$$\begin{aligned}
 & \text{if} \\
 & m = \text{January}, h = 1 \\
 & OutHeat_{m,t,h,u} = 0
 \end{aligned}$$

Si impedisce di usare calore di recupero dalla generazione o stoccaggio se non è installata una appropriata tecnologia di cogenerazione (questa condizione implica anche che il calore che può essere usato sia limitato dalla capacità degli scambiatori di calore):

$$\delta_u \times OutHeat_{m,t,h,u} + \sum_i \gamma_{i,u} \times RecHeat_{i,m,t,h,u} \leq \sum_i \alpha_i \times \gamma_{i,u} \times InvGen \times DER \max p_i \forall m,t,h,u$$

Si impedisce di usare calore stoccato se non sono presenti unità di stoccaggio:

$$\sum_u OutHeat_{m,t,h,u} \leq StoHeat_{m,t,h} \forall m,t,h$$

Si impone che la massima capacità di stoccaggio sia pari alla somma dei carichi giornalieri di *cooling*, *space-heating* e *water-heating*:

$$\begin{aligned}
 & \text{if} \\
 & u \in \{cooling, spaceheating, waterheating\} \\
 & SHCap = \max_{m,t} \left\{ \sum_h CLoad_{m,t,h,u} \right\}
 \end{aligned}$$

Sulla base di quanto descritto, la formulazione del modello si presta ad essere assunta come base di riferimento per ulteriori sviluppi e modifiche finalizzate all'implementazione di uno strumento più evoluto e più adeguato alla realtà nazionale.

### 3 Proposta di modello di simulazione di sistemi di generazione distribuita a scala di distretto

Nella formulazione riportata nei paragrafi successivi viene descritto un modello di ottimizzazione formulato a partire dallo studio del modello DER-CAM, apportando alcuni miglioramenti e rivedendo integralmente la schematizzazione di calcolo, al fine di poter risolvere il problema con un ottimizzatore multi-criteria. Si considera, in questo modello, che possano essere acquistati dalle reti rispettivamente i vettori energia elettrica, gas metano, idrogeno, calore e che si possano impiegare combustibili di tipo generico per il funzionamento degli impianti. Si impone che siano soddisfatti i diversi tipi di domanda presso l'utenza finale, suddivisa in questo caso in cinque curve (funzionamento di luci e apparecchiature, climatizzazione estiva degli edifici, produzione di acqua calda sanitaria, climatizzazione invernale, mobilità<sup>1</sup>), minimizzando il costo dell'energia e gli effetti ambientali (in via preliminare, le emissioni di anidride carbonica e di ossidi di azoto). Viene contemplata la possibilità di produrre più energia elettrica di quella che si consuma (dimensionando il sistema sui carichi termici), purché siano rispettati i vincoli ambientali di emissione imposti ed il massimo numero di ore di funzionamento di ogni tecnologia. Infine si prevede la possibilità di stoccare energia elettrica, termica e idrogeno<sup>2</sup>.

#### 3.1 Descrizione del modello

Il modello proposto si basa sulle equazioni principali che descrivono il comportamento di un sistema energetico a scala di distretto, lo scambio con la rete in regime dinamico ed il funzionamento degli impianti di generazione elettrica e termica, all'interno di un ottimizzatore multi-criteria. Il risultato in uscita non corrisponde ad un ottimo assoluto, ma ad una serie di soluzioni, corrispondenti alla frontiera di Pareto (il luogo dei punti che soddisfano il criterio di ottimalità di Pareto). Queste soluzioni devono essere in seguito confrontate sulla base dei criteri economico-finanziari, ambientali (i.e. emissioni di gas effetto serra), termodinamici (rendimenti di primo principio e di secondo principio, exergia, energia primaria).

Tale modello si configura dunque come uno strumento di supporto alla selezione di alternative possibili; per questo, devono essere implementati anche algoritmi di post-processamento relativi alle funzioni di ottimizzazione rispetto ai diversi criteri enunciati.

##### 3.1.1 Input del modello

Gli input da fornire al modello sono i seguenti:

- Profili di carico orari (elettricità per luci e apparecchiature, climatizzazione estiva degli edifici, produzione di acqua calda sanitaria, climatizzazione invernale, mobilità);
- Struttura della tariffazione delle forniture di elettricità e gas e costi di altri eventuali vettori energetici quali calore, idrogeno, biocarburanti, biomasse, ecc.;
- Investimento iniziale e costi di esercizio e manutenzione delle tecnologie, al fine di valutare la taglia "ottimale" del sistema da considerare nell'analisi;
- Fattori di emissione delle tecnologie proposte e del sistema di generazione nazionale;
- Eventuale carbon tax applicabile ;
- Efficienze e parametri termodinamici delle tecnologie proposte.

Per quel che concerne i profili di carico si ritiene di poter determinare le curve orarie tramite strumenti di simulazione nel caso degli usi termici e dati rilevati tramite telelettura per quanto riguarda quelli elettrici. Le ulteriori suddivisioni nelle varie sottocategorie di carico devono avvenire,

---

<sup>1</sup> La domanda per la mobilità potrebbe anche non essere considerata; inoltre, sono al momento esclusi gli usi cottura, ma potrebbero essere inclusi nella versione finale del modello.

<sup>2</sup> Anche la presenza dello stoccaggio di Idrogeno è aleatoria e potrebbe essere eliminata nella versione finale.

qualora non sia possibile farlo con rilevazione diretta, a partire da dati statistici sul consumo di energia negli usi finali rispetto al tipo di utenze che vengono servite.

### 3.1.2 Output del modello

Gli output che il modello fornisce sono i seguenti:

- La combinazione delle tecnologie installate e le rispettive potenze;
- Il regime di funzionamento ottimale orario rispetto ai carichi di progetto, sulla base del quale dovrebbero essere tarati i sistemi di controllo e regolazione;
- I costi totali della generazione elettrica e termica; le emissioni e l'uso di energia primaria da fonte fossile delle soluzioni proposte;
- Il confronto grafico rispetto a costi, emissioni di anidride carbonica e di ossidi di azoto delle soluzioni proposte (analisi multi-criteria).

Questo tipo di schematizzazione assume che:

- Le decisioni riguardanti il tipo di soluzione da realizzare dipendano da criteri economici e siano vincolate da fattori di emissione fissati per la zona specifica nella quale esse verranno realizzate;
- Il sito possa, sottostando ai limiti di emissione presenti, generare e vendere sul mercato più elettricità di quella che consuma;
- Non siano tenuti in conto dal punto di vista economico i benefici di affidabilità e qualità del servizio;
- Le efficienze di calcolo siano dipendenti dalla frazione di carico degli impianti; inoltre, per semplicità di schematizzazione, i consumi di avviamento per le tecnologie devono essere aggiunti alla fine, a partire dal numero di accensioni che ogni impianto ha in un anno.

## 3.2 Formulazione del problema

In questo capitolo è descritta la formulazione analitica del modello che prevede la minimizzazione della funzione oggetto rispetto alle condizioni imposte. Vengono descritti i parametri, le variabili di decisione, le condizioni.

### 3.2.1 Parametri di input

In questa sezione sono riportati i parametri di input delle funzioni da minimizzare, suddivisi in categorie al fine di permettere una migliore comprensione del problema.

#### 3.2.1.1 Indici

Nome	Unità	Definizione
<i>g</i>	-	carburanti generici di tipo h-esimo
<i>h</i>	-	usi energetici per riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria
<i>i</i>	-	intervallo di tempo i-esimo
<i>j</i>	-	impianto di cogenerazione di tipo j-esimo
<i>k</i>	-	impianto di generazione termica di tipo k-esimo
<i>l</i>	-	impianto fotovoltaico di tipo l-esimo
<i>m</i>	-	impianto solare termico di tipo m-esimo
<i>n</i>	-	impianto eolico di tipo n-esimo
<i>o</i>	-	scambiatore di calore di tipo o-esimo
<i>p</i>	-	impianto di stoccaggio di elettricità di tipo p-esimo



$q$	-	impianto di stoccaggio di calore per riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria di tipo q-esimo
$r$	-	usi energetici per refrigerazione
$s$	-	impianto di stoccaggio di calore per refrigerazione di tipo s-esimo
$t$	-	impianto di conversione e stoccaggio di idrogeno di tipo t-esimo

### 3.2.1.2 Strutture tariffarie dei servizi energetici

Nome	Unità	Definizione
$RT_{el,in,i}$	€/J	costo dell'energia elettrica nell'intervallo di tempo i-esimo
$RT_{el,in,facility}$	€/W	costo fisso proporzionale alla potenza del contatore installato
$RT_{el,in,customer}$	€	costo fisso annuale del contratto
$RT_{NG,in,i}$	€/m <sup>3</sup>	costo del gas naturale nell'intervallo di tempo i-esimo
$RT_{NG,in,facility}$	€/(m <sup>3</sup> /h)	costo fisso proporzionale alla potenza del contatore installato
$RT_{NG,in,customer}$	€	costo fisso annuale del contratto
$RT_{chp,NG,i}$	€/m <sup>3</sup>	costo del gas naturale per cogenerazione nell'intervallo di tempo i-esimo
$RT_{chp,NG,facility}$	€/(m <sup>3</sup> /h)	costo fisso proporzionale alla potenza del contatore installato
$RT_{chp,NG,customer}$	€	costo fisso annuale del contratto
$RT_{chp,H2,i}$	€/m <sup>3</sup>	costo dell'idrogeno nell'intervallo di tempo i-esimo
$RT_{chp,H2,facility}$	€/(m <sup>3</sup> /h)	costo fisso proporzionale alla potenza del contatore installato
$RT_{chp,H2,customer}$	€	costo fisso annuale del contratto
$RT_{fuel,g}$	€/m <sup>3</sup> o €/kg	costo complessivo del carburante di tipo g-esimo
$RT_{fuel,g,customer}$	€	costo fisso annuale del contratto
$P_{th,in,i}$	W	potenza termica richiesta alla rete di teleriscaldamento nell'intervallo di tempo i-esimo
$RT_{th,in,i}$	€/J	costo dell'energia termica nell'intervallo di tempo i-esimo
$RT_{th,in,facility}$	€/W	costo rispetto alla potenza dello scambiatore installato
$RT_{th,in,customer}$	€	costo fisso annuale del contratto
$RT_{el,CHP,out,j,i}$	€/J	costo al quale viene venduta alla rete elettrica nazionale l'energia generata dall'impianto di cogenerazione di tipo j-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo
$RT_{el,PV,out,l,i}$	€/J	costo al quale viene venduta alla rete elettrica nazionale l'energia generata dall'impianto fotovoltaico tipo l-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo
$RT_{el,WECS,out,n,i}$	€/J	costo al quale viene venduta alla rete elettrica nazionale l'energia generata dall'impianto eolico di tipo n-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo

### 3.2.1.3 Dettagli tecnici delle tecnologie di generazione e dei sistemi di distribuzione

Nome	Unità	Definizione
------	-------	-------------

$P_{el,CHP,j,ref}$	W	potenza elettrica di riferimento dell'impianto di cogenerazione di tipo j-esimo
$PLR_{min,CHP,j,ref}$	-	frazione di carico minima per il funzionamento dell'impianto di cogenerazione
$\eta_{el,CHP,j,i}$	-	efficienza elettrica dell'impianto di cogenerazione di tipo j-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo
$\eta_{th,CHP,j,i}$	-	efficienza termica dell'impianto di cogenerazione di tipo j-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo
$f_{CO_2,CHP,j}$	kgCO <sub>2</sub> /J	fattore di emissione di CO <sub>2</sub> della tecnologia di tipo j-esimo
$f_{NO_x,CHP,j}$	gNO <sub>x</sub> /J	fattore di emissione di NO <sub>x</sub> della tecnologia di tipo j-esimo
$P_{th,AGP,h,k,ref}$	W	potenza di riferimento dell'impianto di generazione termica per riscaldamento ed acqua calda sanitaria di tipo k-esimo
$PLR_{min,AGP,h,k,ref}$	-	frazione di carico minima per il funzionamento dell'impianto di generazione termica in riscaldamento
$\eta_{th,AGP,h,k,i}$	-	efficienza termica in riscaldamento dell'impianto di tipo k-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{th,AGP,r,k,ref}$	W	potenza di riferimento dell'impianto di generazione termica per refrigerazione di tipo k-esimo
$PLR_{min,AGP,r,k,ref}$	-	frazione di carico minima per il funzionamento dell'impianto di generazione termica in refrigerazione
$\eta_{th,AGP,r,k,i}$	-	efficienza termica in refrigerazione dell'impianto di tipo k-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo
$f_{CO_2,AGP,k}$	kgCO <sub>2</sub> /J	fattore di emissione di CO <sub>2</sub> della tecnologia di tipo k-esimo
$f_{NO_x,AGP,k}$	gNO <sub>x</sub> /J	fattore di emissione di NO <sub>x</sub> della tecnologia di tipo k-esimo
$\eta_{el,storage,p,i}$	-	efficienza dell'impianto di stoccaggio dell'energia elettrica di tipo p-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{el,storage,p,out,ref}$	W	potenza massima che può essere fornita dallo stoccaggio di elettricità di tipo p-esimo
$P_{el,storage,p,in,ref}$	W	potenza massima entrante in fase di carica nello stoccaggio di energia elettrica di tipo p-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo
$STOC_{el,p,ref}$	J	quantità di energia elettrica che può essere stoccata dalla tecnologia di tipo p-esimo
$\eta_{th,storage,h,q,i}$	-	efficienza dell'impianto di stoccaggio dell'energia termica di tipo q-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{th,storage,h,q,out,ref}$	W	potenza massima che può essere fornita dallo stoccaggio di energia termica di tipo q-esimo
$P_{th,storage,h,q,in,ref}$	W	potenza massima entrante in fase di carica nello stoccaggio di energia termica di tipo q-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo
$STOC_{th,h,q,ref}$	J	quantità di energia termica che può essere stoccata dalla tecnologia di tipo q-esimo
$\eta_{th,storage,r,s,i}$	-	efficienza dell'impianto di stoccaggio dell'energia termica di tipo s-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{th,storage,r,s,out,ref}$	W	potenza massima che può essere fornita dallo stoccaggio di energia termica di tipo s-esimo
$P_{th,storage,r,s,in,ref}$	W	potenza massima entrante in fase di carica nello stoccaggio di

		energia termica di tipo s-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo
$STOC_{th,r,s,ref}$	J	quantità di energia termica che può essere stoccata dalla tecnologia di tipo s-esimo
$\eta_{H2,storage,t,i}$	-	efficienza dell'impianto di conversione e stoccaggio dell'idrogeno di tipo t-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{H2,storage,out,t,ref}$	W	potenza (flusso di energia) massima che può essere fornita dallo stoccaggio di idrogeno di tipo t-esimo
$P_{H2,storage,in,t,ref}$	W	potenza massima entrante in fase di carica nello stoccaggio di idrogeno di tipo t-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo
$STOC_{H2,t,ref}$	J	quantità di energia che può essere stoccata sotto forma di idrogeno dalla tecnologia di tipo t-esimo

### 3.2.1.4 Dettagli tecnici del sistema alla scala di distretto

Nome	Unità	Definizione
$GEN_{CHP,capcost,j}$	€	costo d'investimento iniziale dell'impianto di cogenerazione di tipo j-esimo
$GEN_{CHP,annfac,j}$	-	fattore di annualizzazione dell'investimento iniziale dell'impianto di cogenerazione di tipo j-esimo
$GEN_{CHP,oemfix,j}$	€	costi di esercizio e manutenzione fissi dell'impianto di cogenerazione di tipo j-esimo
$GEN_{CHP,oemvar,j}$	€/J	costi di esercizio e manutenzione variabili dell'impianto di cogenerazione di tipo j-esimo
$GEN_{AGP,capcost,k}$	€	costo d'investimento iniziale dell'impianto di generazione termica di tipo k-esimo
$GEN_{AGP,annfac,k}$	-	fattore di annualizzazione dell'investimento iniziale dell'impianto di generazione termica di tipo k-esimo
$GEN_{AGP,oemfix,k}$	€	costi di esercizio e manutenzione fissi dell'impianto di generazione termica di tipo k-esimo
$GEN_{AGP,h,oemvar,k}$	€/J	costi di esercizio e manutenzione variabili dell'impianto di generazione termica di tipo k-esimo per il regime di riscaldamento
$GEN_{AGP,r,oemvar,k}$	€/J	costi di esercizio e manutenzione variabili dell'impianto di generazione termica di tipo k-esimo per il regime di refrigerazione
$GEN_{PV,capcost,l}$	€	costo d'investimento iniziale dell'impianto fotovoltaico di tipo l-esimo
$GEN_{PV,annfac,l}$	-	fattore di annualizzazione dell'investimento dell'impianto fotovoltaico di tipo l-esimo
$GEN_{PV,oemfix,l}$	€	costi di esercizio e manutenzione fissi dell'impianto fotovoltaico di tipo l-esimo
$GEN_{ST,capcost,m}$	€	costo d'investimento iniziale dell'impianto solare termico di tipo m-esimo
$GEN_{ST,annfac,m}$	-	fattore di annualizzazione dell'investimento iniziale dell'impianto solare termico di tipo m-esimo
$GEN_{ST,oemfix,m}$	€	costi di esercizio e manutenzione fissi dell'impianto solare termico di tipo m-esimo

$GEN_{WECS,capcost,n}$	€	costo d'investimento iniziale dell'impianto eolico di tipo n-esimo
$GEN_{WECS,annfac,n}$	-	fattore di annualizzazione dell'investimento iniziale dell'impianto eolico di tipo n-esimo
$GEN_{WECS,oemfix,n}$	€	costi di esercizio e manutenzione fissi dell'impianto eolico di tipo n-esimo
$NHEX_o$	-	numero degli scambiatori di calore installati del tipo o-esimo
$HEX_{capcost,o}$	€	costo d'investimento iniziale degli scambiatori di tipo o-esimo
$HEX_{annfac,o}$	-	fattore di annualizzazione dell'investimento degli scambiatori di tipo o-esimo
$HEX_{oemfix,o}$	€	costi di esercizio e manutenzione fissi dello scambiatore installato di tipo o-esimo
$MG_{capcost}$	€	costo d'investimento iniziale per la realizzazione della micro-rete
$MG_{annfac}$	-	fattore di annualizzazione dell'investimento iniziale per la realizzazione della micro-rete
$MG_{oemfix}$	€	costi di esercizio e manutenzione fissi dovuti alla gestione della micro-rete
$DN_{capcost}$	€	costo d'investimento iniziale per la realizzazione della micro-rete di teleriscaldamento/teleraffrescamento
$DN_{annfac}$	-	fattore di annualizzazione dell'investimento iniziale per la realizzazione della micro-rete di teleriscaldamento/teleraffrescamento
$DN_{oemfix}$	€	sono i costi di esercizio e manutenzione fissi dovuti alla gestione della micro-rete di teleriscaldamento/teleraffrescamento
$STO_{el,capcost,p}$	€	costo d'investimento iniziale dell'impianto di stoccaggio dell'energia elettrica di tipo p-esimo
$STO_{el,annfac,p}$	-	fattore di annualizzazione dell'investimento dell'impianto di stoccaggio dell'energia elettrica di tipo p-esimo
$STO_{el,oemfix,p}$	€	costi di esercizio e manutenzione fissi dell'impianto di stoccaggio dell'energia elettrica di tipo p-esimo
$STO_{th,capcost,h,q}$	€	costo d'investimento iniziale dell'impianto di stoccaggio dell'energia termica di tipo q-esimo
$STO_{th,annfac,h,q}$	-	fattore di annualizzazione dell'investimento iniziale corrispondente
$STO_{th,oemfix,h,q}$	€	costi di esercizio e manutenzione fissi dell'impianto di stoccaggio dell'energia termica di tipo p-esimo
$STO_{th,capcost,r,s}$	€	costo d'investimento iniziale dell'impianto di stoccaggio dell'energia termica di tipo s-esimo
$STO_{th,annfac,r,s}$	-	fattore di annualizzazione dell'investimento iniziale dell'impianto di stoccaggio dell'energia termica di tipo s-esimo
$STO_{th,oemfix,r,s}$	€	costi di esercizio e manutenzione fissi dell'impianto di stoccaggio dell'energia termica di tipo s-esimo
$STO_{H2,capcost,t}$	€	costo d'investimento iniziale dell'impianto di conversione e stoccaggio dell'idrogeno di tipo t-esimo
$STO_{H2,annfac,t}$	-	fattore di annualizzazione dell'investimento iniziale dell'impianto di conversione e stoccaggio dell'idrogeno di tipo t-esimo
$STO_{H2,oemfix,t}$	€	costi di esercizio e manutenzione fissi dell'impianto di conversione

e stoccaggio dell'idrogeno di tipo t-esimo
--

### 3.2.1.5 Dati di input

Nome	Unità	Definizione
$\Delta\tau$	s	intervallo di tempo dell'analisi
$P_{el,PV,l,i}$	W	potenza elettrica da fotovoltaico prodotta dagli impianti nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{th,ST,m,i}$	W	potenza da solare termico prodotta dagli impianti nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{el,WECS,n,i}$	W	potenza elettrica da eolico prodotta dagli impianti nell'intervallo di tempo i-esimo

### 3.2.1.6 Dati di input sui carichi

Nome	Unità	Definizione
$Load_{1,j}$	J	carico di tipo 1 (usi elettrici) nell'intervallo di tempo i-esimo
$Load_{2,i}$	J	carico di tipo 2 (riscaldamento ambientale) nell'intervallo di tempo i-esimo
$Load_{3,i}$	J	carico di tipo 3 (produzione di acqua calda sanitaria) nell'intervallo di tempo i-esimo
$Load_{4,i}$	J	carico di tipo 4 (refrigerazione) nell'intervallo di tempo i-esimo
$Load_{5,i}$	J	carico di tipo 5 (mobilità) nell'intervallo di tempo i-esimo

### 3.2.1.7 Variabili di decisione globali

Nome	Unità	Definizione
$NGEN_{CHP,j,i}$	-	numero dei generatori del tipo j-esimo attivi nell'intervallo di tempo i-esimo
$PLR_{CHP,j,i}$	-	frazione di carico alla quale opera l'impianto di cogenerazione di tipo j-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{el,CHP,j,i}$	W	potenza elettrica prodotta dal cogeneratore di tipo j-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo
$NGEN_{AGP,k,i}$	-	numero dei generatori del tipo k-esimo attivi nell'intervallo di tempo i-esimo
$PLR_{AGP,h,k,i}$	-	frazione di carico alla quale opera l'impianto di generazione termica di tipo k-esimo in riscaldamento nell'intervallo di tempo i-esimo
$PLR_{AGP,r,k,i}$	-	frazione di carico alla quale opera l'impianto di generazione termica di tipo k-esimo in refrigerazione nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{th,AGP,h,k,i}$	W	potenza termica per riscaldamento prodotta dal generatore di tipo k-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{th,AGP,r,k,i}$	W	potenza termica per refrigerazione prodotta dal generatore di tipo k-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo

$NGEN_{PV,l}$	-	numero di impianti fotovoltaici installati di tipo l-esimo
$NGEN_{ST,m}$	-	numero di impianti solari termici installati di tipo m-esimo
$NGEN_{WECS,n}$	-	numero di impianti eolici installati di tipo n-esimo
$NSTO_{el,p}$	-	numero di impianti di stoccaggio dell'energia elettrica installati di tipo p-esimo
$NSTO_{th,h,q}$	-	numero di impianti di stoccaggio di energia termica installati di tipo q-esimo
$NSTO_{th,r,s}$	-	numero di impianti di stoccaggio di energia termica installati di tipo s-esimo
$NSTO_{H2,t}$	-	numero di impianti di conversione e stoccaggio dell'idrogeno installati di tipo t-esimo
$P_{el,in,i}$	W	potenza fornita dalla rete elettrica nazionale nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{th,in,i}$	W	potenza termica fornita dalla rete di teleriscaldamento nell'intervallo di tempo i-esimo
$\dot{V}_{NG,in,i}$	m <sup>3</sup> /s	flusso di gas destinato all'uso generico (tranne di cogenerazione) nell'intervallo di tempo i-esimo
$\dot{V}_{chp,NG,in,i}$	m <sup>3</sup> /s	flusso di gas naturale che alimenta i cogeneratori nell'intervallo di tempo i-esimo
$\dot{V}_{chp,H2,in,i}$	m <sup>3</sup> /s	flusso di idrogeno che alimenta i cogeneratori nell'intervallo di tempo i-esimo
$\dot{V}_{fuel,in,g,i}$	m <sup>3</sup> /s o kg/s	flusso di carburante generico g-esimo che alimenta gli impianti nell'intervallo di tempo i-esimo

### 3.2.1.8 Variabili di decisione interne

Nome	Unità	Definizione
$P_{el1,CHP,j,i}$	W	potenza fornita dall'impianto di cogenerazione di tipo j-esimo per soddisfare il carico di tipo 1 nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{el5,CHP,j,i}$	W	potenza fornita dall'impianto di cogenerazione di tipo j-esimo per soddisfare il carico di tipo 5 nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{el,CHP,int,j,i}$	W	potenza elettrica fornita dall'impianto di cogenerazione di tipo j-esimo impiegata per il funzionamento degli impianti (sia di generazione che di stoccaggio) del distretto nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{el,CHP,out,j,i}$	W	potenza immessa nella rete elettrica nazionale dall'impianto di cogenerazione di tipo j-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{th2,CHP,j,i}$	W	potenza termica fornita dall'impianto di cogenerazione di tipo j-esimo per soddisfare il carico di tipo 2 nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{th3,CHP,j,i}$	W	potenza termica fornita dall'impianto di cogenerazione di tipo j-esimo per soddisfare il carico di tipo 3 nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{th,CHP,int,j,i}$	W	potenza termica fornita dall'impianto di cogenerazione di tipo j-esimo impiegata per il funzionamento degli impianti (sia di generazione che di stoccaggio) del distretto nell'intervallo di tempo i-esimo

		i-esimo
$P_{th2,AGP,h,k,i}$	W	potenza fornita dall'impianto di generazione termica per riscaldamento di tipo k-esimo per soddisfare il carico di tipo 2 nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{th3,AGP,h,k,i}$	W	potenza fornita dall'impianto di generazione termica per riscaldamento di tipo k-esimo per soddisfare il carico di tipo 3 nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{th,AGP,dir,h,k,i}$	W	potenza termica per riscaldamento prodotta dal generatore di tipo k-esimo alimentato direttamente (da combustibili, calore ed elettricità prodotti all'esterno del sistema) nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{th,AGP,ind,h,k,i}$	W	potenza termica per riscaldamento prodotta dal generatore di tipo k-esimo alimentato indirettamente (da calore ed elettricità prodotta all'interno del sistema) nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{th4,AGP,r,k,i}$	W	potenza fornita dall'impianto di generazione termica per refrigerazione di tipo k-esimo per soddisfare il carico di tipo 4 nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{th,AGP,dir,r,k,i}$	W	potenza termica per refrigerazione prodotta dal generatore di tipo k-esimo alimentato direttamente (da combustibili, calore ed elettricità prodotti all'esterno del sistema) nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{th,AGP,ind,r,k,i}$	W	potenza termica per refrigerazione prodotta dal generatore di tipo k-esimo alimentato indirettamente (da calore ed elettricità prodotta all'interno del sistema) nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{el1,PV,l,i}$	W	potenza fornita dall'impianto fotovoltaico di tipo l-esimo per soddisfare il carico di tipo 1 nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{el5,PV,l,i}$	W	potenza fornita dall'impianto fotovoltaico di tipo l-esimo per soddisfare il carico di tipo 5 nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{el,PV,int,l,i}$	W	potenza elettrica fornita dall'impianto fotovoltaico di tipo l-esimo impiegata per il funzionamento degli impianti (sia di generazione che di stoccaggio) del distretto nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{el,PV,out,l,i}$	W	potenza immessa nella rete elettrica nazionale dall'impianto fotovoltaico di tipo l-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{th2,ST,m,i}$	W	potenza termica fornita dall'impianto solare termico di tipo m-esimo per soddisfare il carico di tipo 2 nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{th3,ST,m,i}$	W	potenza termica fornita dall'impianto solare termico di tipo m-esimo per soddisfare il carico di tipo 3 nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{th,ST,int,m,i}$	W	potenza fornita dall'impianto solare termico di tipo m-esimo impiegata per il funzionamento degli impianti (sia di generazione che di stoccaggio) del distretto nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{el1,WECS,n,i}$	W	potenza fornita dall'impianto eolico di tipo n-esimo per soddisfare il carico di tipo 1 nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{el5,WECS,n,i}$	W	potenza fornita dall'impianto eolico di tipo n-esimo per soddisfare il carico di tipo 5 nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{el,WECS,int,n,i}$	W	potenza elettrica fornita dall'impianto eolico di tipo n-esimo impiegata per il funzionamento degli impianti (sia di generazione che di stoccaggio) del distretto nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{el,WECS,out,n,i}$	W	potenza immessa nella rete elettrica nazionale dall'impianto eolico

		di tipo n-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{el1,storage,out,p,i}$	W	potenza fornita dallo stoccaggio di elettricità di tipo p-esimo per soddisfare il carico di tipo 1 nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{el5,storage,out,p,i}$	W	potenza fornita dallo stoccaggio di elettricità di tipo p-esimo per soddisfare il carico di tipo 5 nell'intervallo di tempo i-esimo
$STOC_{el,p,i}$	J	quantità di energia elettrica stoccata dalla tecnologia di tipo p-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{el,storage,in,p,i}$	W	potenza elettrica entrante in fase di carica nello stoccaggio di energia elettrica di tipo p-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{th2,storage,out,h,q,i}$	W	potenza termica fornita dallo stoccaggio di calore di tipo q-esimo per soddisfare il carico di tipo 2 nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{th2,storage,out,h,q,i}$	W	potenza termica fornita dallo stoccaggio di calore di tipo q-esimo per soddisfare il carico di tipo 3 nell'intervallo di tempo i-esimo
$STOC_{th,h,q,i}$	J	quantità di energia termica stoccata dalla tecnologia di tipo q-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{th,storage,in,h,q,i}$	W	potenza termica entrante in fase di carica nello stoccaggio di energia termica di tipo q-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{th4,storage,out,r,s,i}$	W	potenza fornita dallo stoccaggio di calore di tipo s-esimo per soddisfare il carico di tipo 4 nell'intervallo di tempo i-esimo
$STOC_{th,r,s,i}$	J	quantità di energia termica stoccata dalla tecnologia di tipo s-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{th,storage,in,r,s,i}$	W	potenza termica entrante in fase di carica nello stoccaggio di energia termica di tipo s-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{el1,in,i}$	W	potenza fornita dalla rete elettrica nazionale per soddisfare il carico di tipo 1 nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{el5,in,i}$	W	potenza fornita dalla rete elettrica nazionale per soddisfare il carico di tipo 5 nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{el,int,in,i}$	W	potenza prelevata dalla rete elettrica impiegata per il funzionamento degli impianti (sia di generazione che di stoccaggio) del distretto nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{th2,in,i}$	W	potenza termica fornita dalla rete di teleriscaldamento per soddisfare il carico di tipo 2 nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{th3,in,i}$	W	potenza termica fornita dalla rete di teleriscaldamento per soddisfare il carico di tipo 3 nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{th,int,in,i}$	W	potenza da rete di teleriscaldamento impiegata per il funzionamento degli impianti (sia di generazione che di stoccaggio) del distretto nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{H2,storage,out,t,i}$	W	potenza (flusso di energia) massima che può essere fornita dallo stoccaggio di idrogeno di tipo t-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo
$STOC_{H2,t,i}$	J	quantità di energia stoccata sotto forma di idrogeno dalla tecnologia di tipo t-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo
$P_{H2,storage,in,t,i}$	W	potenza entrante in fase di carica dell'impianto di conversione e stoccaggio di idrogeno di tipo t-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo



### 3.2.2 Descrizione del modello di ottimizzazione multi-criteria

Nei paragrafi seguenti viene descritto il modello per l'analisi di sintesi e di ottimizzazione iniziale dei distretti energetici ad alta efficienza. Le configurazioni in uscita da questo tipo di modello sono quelle corrispondenti al criterio di ottimalità di Pareto, sulla base dei costi complessivi dell'energia, delle emissioni di anidride carbonica e di quelle di ossidi di azoto.

#### 3.2.2.1 Funzioni oggetto

In questo paragrafo sono descritte le funzioni oggetto. La ricerca del minimo di queste funzioni corrisponde alla minimizzazione del costo dell'energia generata, delle emissioni di anidride carbonica e di ossidi di azoto sulla base delle variabili tecniche (efficienze delle tecnologie installate) ed economiche (costi d'investimento iniziale, costi di esercizio e manutenzione).

##### Prima funzione oggetto

La prima funzione oggetto è quella che contabilizza i costi totali da sostenere nel caso della realizzazione, esercizio e manutenzione di un distretto energetico con generazione distribuita, riportando tutti i costi all'anno tipo rispetto al quale viene svolta la simulazione. La funzione viene descritta scomponendola nelle sue componenti principali:

La prima parte della funzione riguarda le forniture elettriche e di gas per riscaldamento e per cogenerazione (diverso regime fiscale). La tariffazione dell'elettricità è trinomia ed anche quella del gas è stata prevista con la stessa struttura sebbene essa sia in generale binomia, poiché essa può essere ridotta in questa forma semplicemente ponendo pari a 0 uno dei termini:

$$\begin{aligned} & \sum_{i=1} P_{el,in,i} \times \Delta\tau \times RT_{el,in,i} + RT_{el,in,facility} + RT_{el,in,customer} + \sum_{i=1} \dot{V}_{NG,in,i} \times \Delta\tau \times RT_{NG,in,i} + RT_{NG,in,facility} \\ & RT_{NG,in,customer} + \sum_{i=1} \dot{V}_{chp,NG,in,i} \times \Delta\tau \times RT_{chp,NG,in,i} + RT_{chp,NG,in,facility} + RT_{chp,NG,in,customer} + \\ & \sum_{i=1} \dot{V}_{chp,H2,in,i} \times \Delta\tau \times RT_{chp,H2,in,i} + RT_{chp,H2,in,facility} + RT_{chp,H2,in,customer} + \\ & \left( \sum_{i=1} \dot{V}_{fuel,in,g,i} \times \Delta\tau \right) \times RT_{fuel,g} + RT_{fuel,g,customer} \\ & \sum_{i=1} P_{th,in,i} \times \Delta\tau \times RT_{th,in,i} + RT_{th,in,facility} + RT_{th,in,customer} \end{aligned}$$

dove:

$P_{el,in,i}$  è la potenza fornita dalla rete elettrica nazionale nell'intervallo di tempo i-esimo [W];

$\Delta\tau$  è l'intervallo di tempo dell'analisi [s];

$RT_{el,in,i}$  è il costo dell'energia elettrica nell'intervallo di tempo i-esimo [€/J];

$RT_{el,in,facility}$  è il costo proporzionale alla potenza del contatore installato [€/W];

$RT_{el,in,customer}$  è il costo fisso del contratto [€].

$\dot{V}_{NG,in,i}$  è il flusso di gas destinato all'uso generico (tranne di cogenerazione) nell'intervallo di tempo i-esimo [ $m^3/s$ ];

$RT_{NG,in,i}$  è il costo del gas naturale nell'intervallo di tempo i-esimo [€/m<sup>3</sup>];

$RT_{NG,in,facility}$  è il costo proporzionale alla potenza del contatore installato [€/((m<sup>3</sup>/h))];

$RT_{NG,in,customer}$  è il costo fisso del contratto [€];

$\dot{V}_{chp,NG,in,i}$  è il flusso di gas naturale che alimenta i cogeneratori nell'intervallo di tempo i-esimo [ $m^3/s$ ];

$RT_{chp,NG,i}$  è il costo del gas naturale nell'intervallo di tempo i-esimo [€/m<sup>3</sup>];

$RT_{chp,NG,facility}$  è il costo proporzionale alla potenza del contatore installato [€/((m<sup>3</sup>/h))];

$RT_{chp,NG,customer}$  è il costo fisso del contratto [€];

$\dot{V}_{chp,H2,in,i}$  è il flusso di idrogeno che alimenta i cogeneratori nell'intervallo di tempo i-esimo [ $m^3/s$ ];

$RT_{chp,H2,i}$  è il costo dell'idrogeno nell'intervallo di tempo i-esimo [€/m<sup>3</sup>];

$RT_{chp,H2,facility}$  è il costo proporzionale alla potenza del contatore installato [€/(m<sup>3</sup>/h)];

$RT_{chp,H2,customer}$  è il costo fisso del contratto [€];

$\dot{V}_{fuel,in,g,i}$  è il flusso di carburante generico g-esimo che alimenta gli impianti nell'intervallo di tempo i-esimo [ $m^3/s$ ]/[kg/s];

$RT_{fuel,g}$  è il costo complessivo del carburante di tipo g-esimo [€/m<sup>3</sup>]/[€/kg];

$RT_{fuel,g,customer}$  è il costo fisso del contratto [€];

$P_{th,in,i}$  è la potenza termica fornita dalla rete di teleriscaldamento nell'intervallo di tempo i-esimo [W];

$RT_{th,in,i}$  è il costo dell'energia termica nell'intervallo di tempo i-esimo [€/J];

$RT_{th,in,facility}$  è il costo proporzionale alla potenza dello scambiatore installato [€/W];

$RT_{th,in,customer}$  è il costo fisso del contratto [€].

La seconda parte della funzione riguarda i costi complessivi d'investimento, di esercizio e di manutenzione fissi e variabili dei motori a cogenerazione presenti:

$$\sum_{j=1} NGEN_{CHP,j} \times \left[ GEN_{CHP,capcost,j} \times GEN_{CHP,annfac,j} + GEN_{CHP,oemfix,j} \right]$$

$$\sum_{j=1} NGEN_{CHP,j,i} \times \left[ \sum_{i=1} P_{el,CHP,j,i} \times \Delta\tau \times GEN_{CHP,oemvar,j} \right]$$

dove:

$NGEN_{CHP,j}$  è il numero dei generatori installati di tipo j-esimo;

$GEN_{CHP,capcost,j}$  è il costo d'investimento iniziale dell'impianto di cogenerazione di tipo j-esimo[€];

$GEN_{CHP,annfac,j}$  è il fattore di annualizzazione dell'investimento iniziale corrispondente;

$GEN_{CHP,oemfix,j}$  sono i costi di esercizio e manutenzione fissi dell'impianto di cogenerazione di tipo j-esimo [€];

$NGEN_{CHP,j,i}$  è il numero dei generatori del tipo j-esimo attivi nell'intervallo di tempo i-esimo;

$P_{el,CHP,j,i}$  è la potenza elettrica prodotta dal cogeneratore di tipo j-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo [W];

$GEN_{CHP,oemvar,j}$  sono i costi di esercizio e manutenzione variabili dell'impianto di cogenerazione di tipo j-esimo [€/J].

La terza parte della funzione riguarda i costi complessivi d'investimento, di esercizio e di manutenzione fissi e variabili delle tecnologie di generazione termica presenti:

$$\sum_{k=1} NGEN_{AGP,k} \times \left[ GEN_{AGP,capcost,k} \times GEN_{AGP,annfac,k} + GEN_{AGP,oemfix,k} \right]$$

$$\sum_{k=1} NGEN_{AGP,k,i} \times \left[ \sum_{i=1} P_{th,AGP,h,k,i} \times \Delta\tau \times GEN_{AGP,h,oemvar,k} \right]$$

$$\sum_{k=1} NGEN_{AGP,k,i} \times \left[ \sum_{i=1} P_{th,AGP,r,k,i} \times \Delta\tau \times GEN_{AGP,r,oemvar,k} \right]$$

dove:

$NGEN_{AGP,k}$  è il numero dei generatori installati del tipo k-esimo;

$GEN_{AGP,capcost,k}$  è il costo d'investimento iniziale dell'impianto di generazione termica di tipo k-esimo [€];

$GEN_{AGP,annfac,k}$  è il fattore di annualizzazione dell'investimento iniziale corrispondente;

$GEN_{AGP,oemfix,k}$  sono i costi di esercizio e manutenzione fissi dell'impianto di generazione termica di tipo k-esimo [€];

$NGEN_{AGP,k,i}$  è il numero dei generatori del tipo k-esimo attivi nell'intervallo di tempo i-esimo;

$P_{th,AGP,h,k,i}$  è la potenza termica per riscaldamento prodotta dal generatore di tipo k-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo [W];

$GEN_{AGP,h,oemvar,k}$  sono i costi di esercizio e manutenzione variabili dell'impianto di generazione termica di tipo k-esimo per il regime di riscaldamento [€/J];

$P_{th,AGP,r,k,i}$  è la potenza termica per refrigerazione prodotta dal generatore di tipo k-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo [W];

$GEN_{AGP,r,oemvar,k}$  sono i costi di esercizio e manutenzione variabili dell'impianto di generazione termica di tipo k-esimo per il regime di refrigerazione [€/J].

La quarta parte della funzione riguarda i costi complessivi d'investimento, di esercizio e di manutenzione fissi nel caso di impianti fotovoltaici:

$$\sum_{l=1} NGEN_{PV,l} \times [GEN_{PV,capcost,l} \times GEN_{PV,annfac,l} + GEN_{PV,oemfix,l}]$$

dove:

$NGEN_{PV,l}$  è il numero di impianti fotovoltaici installati di tipo l-esimo;

$GEN_{PV,capcost,l}$  è il costo d'investimento iniziale dell'impianto fotovoltaico di tipo l-esimo [€];

$GEN_{PV,annfac,l}$  è il fattore di annualizzazione dell'investimento iniziale corrispondente;

$GEN_{PV,oemfix,l}$  sono i costi di esercizio e manutenzione fissi dell'impianto fotovoltaico di tipo l-esimo [€].

La quinta parte della funzione riguarda i costi complessivi d'investimento, di esercizio e di manutenzione fissi nel caso di impianti solari termici:

$$\sum_{m=1} NGEN_{ST,m} \times [GEN_{ST,capcost,m} \times GEN_{ST,annfac,m} + GEN_{ST,oemfix,m}]$$

dove:

$NGEN_{ST,m}$  è il numero di impianti solari termici installati di tipo m-esimo;

$GEN_{ST,capcost,m}$  è il costo d'investimento iniziale dell'impianto solare termico di tipo m-esimo [€];

$GEN_{ST,annfac,m}$  è il fattore di annualizzazione dell'investimento iniziale corrispondente;

$GEN_{ST,oemfix,m}$  sono i costi di esercizio e manutenzione fissi dell'impianto solare termico di tipo m-esimo [€].

La sesta parte della funzione riguarda i costi complessivi d'investimento, di esercizio e di manutenzione fissi nel caso di impianti eolici<sup>3</sup>:

$$\sum_{n=1} NGEN_{WECS,n} \times [GEN_{WECS,capcost,n} \times GEN_{WECS,annfac,n} + GEN_{WECS,oemfix,n}]$$

dove:

$NGEN_{WECS,n}$  è il numero di impianti eolici installati di tipo n-esimo;

$GEN_{WECS,capcost,n}$  è il costo d'investimento iniziale dell'impianto eolico di tipo n-esimo [€];

$GEN_{WECS,annfac,n}$  è il fattore di annualizzazione dell'investimento iniziale corrispondente;

$GEN_{WECS,oemfix,n}$  sono i costi di esercizio e manutenzione fissi dell'impianto eolico di tipo n-esimo [€].

<sup>3</sup> Per non ledere alla generalità della formulazione, sono inclusi anche sistemi eolici.

La settima parte della funzione riguarda i costi di installazione e di gestione dei componenti tecnologici per il recupero del calore di scarto per gli usi termici:

$$\sum_{o=1} NHEX_o \times [HEX_{capcost,o} \times HEX_{annfac,o} + HEX_{oemfix,o}]$$

dove:

$NHEX_o$  è il numero degli scambiatori di calore installati di tipo o-esimo;

$HEX_{capcost,o}$  è il costo d'investimento iniziale degli scambiatori di tipo o-esimo [€];

$HEX_{annfac,o}$  è il fattore di annualizzazione dell'investimento iniziale corrispondente;

$HEX_{oemfix,o}$  sono i costi di esercizio e manutenzione fissi dello scambiatore installato di tipo o-esimo [€].

L'ottava parte riguarda i costi di ristrutturazione e di gestione della rete elettrica per farla diventare una micro-rete, in grado di funzionare in isola tramite gli impianti di generazione presenti, in caso di guasto della rete nazionale:

$$MG_{capcost} \times MG_{annfac} + MG_{oemfix}$$

dove:

$MG_{capcost}$  è il costo d'investimento iniziale per la realizzazione della micro-rete [€];

$MG_{annfac}$  è il fattore di annualizzazione dell'investimento iniziale corrispondente;

$MG_{oemfix}$  sono i costi di esercizio e manutenzione fissi dovuti alla gestione della micro-rete [€].

La nona parte riguarda i costi di realizzazione e di gestione di una micro-rete di teleriscaldamento/teleraffrescamento tramite la quale sfruttare il calore prodotto con la cogenerazione, le pompe di calore, ecc:

$$DN_{capcost} \times DN_{annfac} + DN_{oemfix}$$

dove:

$DN_{capcost}$  è il costo d'investimento iniziale per la realizzazione della micro-rete di teleriscaldamento/teleraffrescamento[€];

$DN_{annfac}$  è il fattore di annualizzazione dell'investimento iniziale corrispondente;

$DN_{oemfix}$  sono i costi di esercizio e manutenzione fissi dovuti alla gestione della micro-rete di teleriscaldamento/teleraffrescamento [€].

La decima parte della funzione riguarda i costi di installazione e di gestione dei dispositivi di stoccaggio dell'energia elettrica:

$$\sum_{p=1} NSTO_{el,p} \times [STO_{el, capcost,p} \times STO_{el, annfac,p} + STO_{el, oemfix,p}]$$

dove:

$NSTO_{el,p}$  è il numero di impianti di stoccaggio dell'energia elettrica installati di tipo p-esimo;

$STO_{el, capcost,p}$  è il costo d'investimento iniziale dell'impianto di stoccaggio dell'energia elettrica di tipo p-esimo [€];

$STO_{el, annfac,p}$  è il fattore di annualizzazione dell'investimento iniziale corrispondente;

$STO_{el, oemfix,p}$  sono i costi di esercizio e manutenzione fissi dell'impianto di stoccaggio dell'energia elettrica di tipo p-esimo [€].

L'undicesima parte della funzione riguarda i costi di installazione e di gestione dei dispositivi di stoccaggio dell'energia termica, per uso di riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria:

$$\sum_{q=1} NSTO_{th,h,q} \times [STO_{th,capcost,h,q} \times STO_{th,annfac,h,q} + STO_{th,oemfix,h,q}]$$

dove:

$NSTO_{th,h,q}$  è il numero di impianti di stoccaggio di energia termica installati di tipo q-esimo;  
 $STO_{th,capcost,h,q}$  è il costo d'investimento iniziale dell'impianto di stoccaggio dell'energia termica di tipo q-esimo [€];  
 $STO_{th,annfac,h,q}$  è il fattore di annualizzazione dell'investimento iniziale corrispondente;  
 $STO_{th,oemfix,h,q}$  sono i costi di esercizio e manutenzione fissi dell'impianto di stoccaggio dell'energia termica di tipo q-esimo [€].

La dodicesima parte della funzione riguarda i costi di installazione e di gestione dei dispositivi di stoccaggio dell'energia termica, per uso di refrigerazione:

$$\sum_{s=1} NSTO_{th,r,s} \times [STO_{th,capcost,r,s} \times STO_{th,annfac,r,s} + STO_{th,oemfix,r,s}]$$

dove:

$NSTO_{th,r,s}$  è il numero di impianti di stoccaggio di energia termica installati di tipo s-esimo;  
 $STO_{th,capcost,r,s}$  è il costo d'investimento iniziale dell'impianto di stoccaggio dell'energia termica di tipo s-esimo [€];  
 $STO_{th,annfac,r,s}$  è il fattore di annualizzazione dell'investimento iniziale corrispondente;  
 $STO_{th,oemfix,r,s}$  sono i costi di esercizio e manutenzione fissi dell'impianto di stoccaggio dell'energia termica di tipo s-esimo [€].

La tredicesima parte della funzione riguarda i costi di installazione esercizio e manutenzione degli impianti per la conversione e stoccaggio dell'idrogeno:

$$\sum_{t=1} NSTO_{H2,t} \times [STO_{H2,capcost,t} \times STO_{H2,annfac,t} + STO_{H2,oemfix,t}]$$

dove:

$NSTO_{H2,t}$  è il numero di impianti di conversione e stoccaggio dell'idrogeno installati di tipo u-esimo;  
 $STO_{H2,capcost,t}$  è il costo d'investimento iniziale dell'impianto di conversione e stoccaggio dell'idrogeno di tipo u-esimo [€];  
 $STO_{H2,annfac,t}$  è il fattore di annualizzazione dell'investimento iniziale corrispondente;  
 $STO_{H2,oemfix,t}$  sono i costi di esercizio e manutenzione fissi dell'impianto di conversione e stoccaggio dell'idrogeno di tipo u-esimo [€].

La quattordicesima parte della funzione riguarda la remunerazione del costo dell'energia venduta alla rete nazionale prodotta nell'intervallo di tempo i-esimo tramite cogenerazione, fotovoltaico ed eolico, e va quindi sottratta ai termini precedenti:

$$\sum_{i=1} \sum_{j=1} P_{el,CHP,out,j,i} \times \Delta\tau \times RT_{el,CHP,out,j,i} + \sum_{i=1} \sum_{l=1} P_{el,PV,out,l,i} \times \Delta\tau \times RT_{el,PV,out,l,i} +$$

$$\sum_{i=1} \sum_{n=1} P_{el,WECS,out,n,i} \times \Delta\tau \times RT_{el,WECS,out,n,i}$$

dove:

$P_{el,CHP,out,j,i}$  è la potenza immessa nella rete nazionale dall'impianto di cogenerazione di tipo j-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo [W];

$RT_{el,CHP,out,j,i}$  è il costo al quale viene venduta alla rete elettrica l'energia generata dall'impianto di cogenerazione di tipo j-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo [€/J];

$P_{el,PV,out,l,i}$  è la potenza immessa in rete dall'impianto fotovoltaico di tipo l-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo [€/J];

$RT_{el,PV,out,l,i}$  è il costo al quale viene venduta alla rete elettrica l'energia generata dall'impianto fotovoltaico tipo l-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo [€/J];

$P_{el,WECS,out,n,i}$  è la potenza immessa in rete dall'impianto eolico di tipo n-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo [W];

$RT_{el,WECS,out,n,i}$  è il costo al quale viene venduta alla rete elettrica l'energia generata dall'impianto eolico di tipo n-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo [€/J].

### Seconda funzione oggetto

La seconda funzione oggetto è quella che contabilizza le emissioni di anidride carbonica del distretto energetico:

$$\sum_{i=1} \sum_{j=1} NGEN_{CHP,j,i} \times \frac{P_{el,CHP,j,i}}{\eta_{el,CHP,j,i}} \times \Delta\tau \times f_{CO_2,CHP,j} + \sum_{i=1} \sum_{k=1} NGEN_{AGP,k,i} \times \frac{P_{th,AGP,dir,h,k,i}}{\eta_{th,AGP,h,k,i}} \times \Delta\tau \times f_{CO_2,AGP,k} + \sum_{i=1} \sum_{k=1} NGEN_{AGP,k,i} \times \frac{P_{th,dir,AGP,r,k,i}}{\eta_{th,AGP,r,k,i}} \times \Delta\tau \times f_{CO_2,AGP,k}$$

dove:

$P_{el,CHP,j,i}$  rappresenta la potenza elettrica da cogenerazione generata nell'intervallo di tempo i-esimo [W];

$\eta_{el,CHP,j,i}$  è l'efficienza elettrica dell'impianto di cogenerazione di tipo j-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo;

$f_{CO_2,CHP,j}$  è il fattore di emissione di CO<sub>2</sub> della tecnologia di tipo j-esimo [kgCO<sub>2</sub>/J];

$P_{th,AGP,dir,h,k,i}$  rappresenta la potenza termica per riscaldamento derivante da impianti alimentati direttamente (da combustibili, calore ed elettricità prodotti all'esterno del sistema) nell'intervallo di tempo i-esimo [W];

$\eta_{th,AGP,h,k,i}$  è l'efficienza termica in riscaldamento dell'impianto di tipo k-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo;

$f_{CO_2,AGP,k}$  è il fattore di emissione di CO<sub>2</sub> della tecnologia di tipo k-esimo [kgCO<sub>2</sub>/J];

$P_{th,AGP,dir,r,k,i}$  rappresenta la potenza termica per refrigerazione derivante da impianti alimentati direttamente (da combustibili, calore ed elettricità prodotti all'esterno del sistema) nell'intervallo di tempo i-esimo [W];

$\eta_{th,AGP,r,k,i}$  è l'efficienza termica in refrigerazione dell'impianto di tipo k-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo.

### Terza funzione oggetto

La seconda funzione oggetto è quella che contabilizza le emissioni di ossidi di azoto del distretto energetico:

$$\sum_{i=1} \sum_{j=1} NGEN_{CHP,j,i} \times \frac{P_{el,CHP,j,i}}{\eta_{el,CHP,j,i}} \times \Delta\tau \times f_{NO_x,CHP,j} + \sum_{i=1} \sum_{k=1} NGEN_{AGP,k,i} \times \frac{P_{th,AGP,dir,h,k,i}}{\eta_{th,AGP,h,k,i}} \times \Delta\tau \times f_{NO_x,AGP,k} + \sum_{i=1} \sum_{k=1} NGEN_{AGP,k,i} \times \frac{P_{th,dir,AGP,r,k,i}}{\eta_{th,AGP,r,k,i}} \times \Delta\tau \times f_{NO_x,AGP,k}$$

dove:

$f_{NO_x,CHP,j}$  è il fattore di emissione di NO<sub>x</sub> della tecnologia di tipo j-esimo [gNO<sub>x</sub>/J];

$f_{NO_x,AGP,k}$  è il fattore di emissione di NO<sub>x</sub> della tecnologia di tipo k-esimo [gNO<sub>x</sub>/J];

### 3.2.2.2 Vincoli

I vincoli presenti riguardano i carichi, le modalità di funzionamento degli impianti (frazione di carico massima e minima, ore del giorno nelle quali è consentito il funzionamento, numero massimo di ore annuali) e la capacità di stoccaggio del calore. I vincoli rappresentano i requisiti rispetto ai quali sono considerate ammissibili o meno le soluzioni; si considerano ammissibili quelle soluzioni tali per cui si verifica una condizione di minimo (secondo il criterio di Pareto) ed essi sono soddisfatti.

#### *Vincoli sui carichi*

I vincoli presenti impongono che siano soddisfatti i carichi termici (attraverso una micro-rete di teleriscaldamento) e che sia possibile vendere l'energia elettrica prodotta in eccesso alla rete, dimensionando quindi il sistema ad energia totale sui carichi termici. E' possibile tuttavia prevedere che lo stesso sistema sia dimensionato sui carichi elettrici, imponendo l'uguaglianza al posto della disuguaglianza nell'espressione seguente.

La prima condizione di vincolo, il carico di tipo 1, riguarda gli usi elettrici. Si considerano appartenenti a questa categoria tutti quei carichi che servono al funzionamento di apparecchiature elettriche, esclusi gli impianti di riscaldamento e raffrescamento ambientale che sfruttano l'energia elettrica per il loro funzionamento:

Nel caso di sistema dimensionato sui carichi termici, deve risultare:

$$\forall i \text{Load}_{1,i} \leq \sum_{j=1} \text{NGEN}_{\text{CHP},j,i} \times P_{\text{el1,CHP},j,i} \times \Delta\tau + \sum_{l=1} \text{NGEN}_{\text{PV},l} \times P_{\text{el1,PV},l,i} \times \Delta\tau +$$

$$\sum_{n=1} \text{NGEN}_{\text{WECS},n} \times P_{\text{el1,WECS},n,i} \times \Delta\tau + \sum_{p=1} \text{NSTO}_{\text{el},p} \times P_{\text{el1,storage,out},p,i} \times \Delta\tau + P_{\text{el1,in},i} \times \Delta\tau$$

dove:

$\text{Load}_{1,j}$  è il carico di tipo 1 nell'intervallo di tempo i-esimo [J];

$P_{\text{el1,CHP},j,i}$  è la potenza fornita dall'impianto di cogenerazione di tipo j-esimo per soddisfare il carico di tipo 1 nell'intervallo di tempo i-esimo [W];

$P_{\text{el1,PV},l,i}$  è la potenza fornita dall'impianto fotovoltaico di tipo l-esimo per soddisfare il carico di tipo 1 nell'intervallo di tempo i-esimo [W];

$P_{\text{el1,WECS},n,i}$  è la potenza fornita dall'impianto eolico di tipo n-esimo per soddisfare il carico di tipo 1 nell'intervallo di tempo i-esimo [W];

$P_{\text{el1,storage,out},p,i}$  è la potenza fornita dallo stoccaggio di elettricità di tipo p-esimo per soddisfare il carico di tipo 1 nell'intervallo di tempo i-esimo [W];

$P_{\text{el1,in},i}$  è la potenza fornita dalla rete elettrica nazionale per soddisfare il carico di tipo 1 nell'intervallo di tempo i-esimo [W].

Nel caso di sistema dimensionato sui carichi termici, deve risultare:

$$\forall i \text{Load}_{1,i} = \sum_{j=1} \text{NGEN}_{\text{CHP},j,i} \times P_{\text{el1,CHP},j,i} \times \Delta\tau + \sum_{l=1} \text{NGEN}_{\text{PV},l} \times P_{\text{el1,PV},l,i} \times \Delta\tau +$$

$$\sum_{n=1} \text{NGEN}_{\text{WECS},n} \times P_{\text{el1,WECS},n,i} \times \Delta\tau + \sum_{p=1} \text{NSTO}_{\text{el},p} \times P_{\text{el1,storage,out},p,i} \times \Delta\tau + P_{\text{el1,in},i} \times \Delta\tau$$

Per entrambe le equazioni deve valere il vincolo aggiuntivo, secondo cui:

$$0 \leq \text{NGEN}_{\text{CHP},j,i} \leq \text{NGEN}_{\text{CHP},j}$$

La seconda condizione di vincolo, il carico di tipo 2, riguarda gli usi termici per riscaldamento ambientale. Si considerano appartenenti a questa categoria tutti quei carichi che richiedono il funzionamento degli impianti a tale scopo. Tali impianti possono sfruttare l'energia elettrica, l'energia termica oppure l'energia dei combustibili per il loro funzionamento. Deve essere verificata la seguente equazione:

$$\forall i \text{Load}_{2,i} = \sum_{j=1} \text{NGEN}_{\text{CHP},j,i} \times P_{\text{th}2,\text{CHP},j,i} \times \Delta\tau + \sum_{k=1} \text{NGEN}_{\text{AGP},k,i} \times P_{\text{th}2,\text{AGP},h,k,i} \times \Delta\tau + \sum_{m=1} \text{NGEN}_{\text{ST},m} \times P_{\text{th}2,\text{ST},m,i} \times \Delta\tau + \sum_{q=1} \text{NSTO}_{\text{th},h,q} \times P_{\text{th}2,\text{storage},\text{out},h,q,i} \times \Delta\tau + P_{\text{th}2,\text{in},i} \times \Delta\tau$$

dove:

$\text{Load}_{2,i}$  è il carico di tipo 2 nell'intervallo di tempo i-esimo [J];

$P_{\text{th}2,\text{CHP},j,i}$  è la potenza termica fornita dall'impianto di cogenerazione di tipo j-esimo per soddisfare il carico di tipo 2 nell'intervallo di tempo i-esimo [W];

$P_{\text{th}2,\text{AGP},h,k,i}$  è la potenza fornita dall'impianto di generazione termica per riscaldamento di tipo k-esimo per soddisfare il carico di tipo 2 nell'intervallo di tempo i-esimo [W];

$P_{\text{th}2,\text{ST},m,i}$  è la potenza termica fornita dall'impianto solare termico di tipo m-esimo per soddisfare il carico di tipo 2 nell'intervallo di tempo i-esimo [W];

$P_{\text{th}2,\text{storage},\text{out},h,q,i}$  è la potenza termica fornita dallo stoccaggio di calore di tipo q-esimo per soddisfare il carico di tipo 2 nell'intervallo di tempo i-esimo [W];

$P_{\text{th}2,\text{in},i}$  è la potenza termica richiesta fornita dalla rete di teleriscaldamento per soddisfare il carico di tipo 2 nell'intervallo di tempo i-esimo [W].

La terza condizione di vincolo, il carico di tipo 3, riguarda gli usi termici per produzione di acqua calda sanitaria. Si considerano appartenenti a questa categoria tutti quei carichi che richiedono il funzionamento degli impianti a tale scopo. Tali impianti possono sfruttare l'energia elettrica, l'energia termica oppure l'energia dei combustibili per il loro funzionamento. Deve essere verificata la seguente equazione:

$$\forall i \text{Load}_{3,i} = \sum_{j=1} \text{NGEN}_{\text{CHP},j,i} \times P_{\text{th}3,\text{CHP},j,i} \times \Delta\tau + \sum_{k=1} \text{NGEN}_{\text{AGP},k,i} \times P_{\text{th}3,\text{AGP},h,k,i} \times \Delta\tau + \sum_{m=1} \text{NGEN}_{\text{ST},m} \times P_{\text{th}3,\text{ST},m,i} \times \Delta\tau + \sum_{q=1} \text{NSTO}_{\text{th},h,q} \times P_{\text{th}3,\text{storage},\text{out},h,q,i} \times \Delta\tau + P_{\text{th}3,\text{in},i} \times \Delta\tau$$

dove:

$\text{Load}_{3,i}$  è il carico di tipo 3 nell'intervallo di tempo i-esimo [J];

$P_{\text{th}3,\text{CHP},j,i}$  è la potenza termica fornita dall'impianto di cogenerazione di tipo j-esimo per soddisfare il carico di tipo 3 nell'intervallo di tempo i-esimo [W];

$P_{\text{th}3,\text{AGP},h,k,i}$  è la potenza fornita dall'impianto di generazione termica per riscaldamento di tipo k-esimo per soddisfare il carico di tipo 3 nell'intervallo di tempo i-esimo [W];

$P_{\text{th}3,\text{ST},m,i}$  è la potenza termica fornita dall'impianto solare termico di tipo m-esimo per soddisfare il carico di tipo 3 nell'intervallo di tempo i-esimo [W];

$P_{\text{th}3,\text{storage},\text{out},h,q,i}$  è la potenza termica fornita dallo stoccaggio di calore di tipo q-esimo per soddisfare il carico di tipo 3 nell'intervallo di tempo i-esimo [W];

$P_{\text{th}3,\text{in},i}$  è la potenza termica fornita dalla rete di teleriscaldamento per soddisfare il carico di tipo 3 nell'intervallo di tempo i-esimo [W].

La quarta condizione, carico di tipo 4, riguarda gli usi termici per raffrescamento ambientale. Si considerano appartenenti a questa categoria tutti quei carichi che richiedono il funzionamento degli impianti a tale scopo. Tali impianti possono sfruttare l'energia elettrica, l'energia termica oppure l'energia dei combustibili per il loro funzionamento. In tal caso, deve valere:



$$\forall i \text{Load}_{4,i} = \sum_{k=1} \text{NGEN}_{AGP,k,i} \times P_{th4,AGP,r,k,i} \times \Delta\tau + \sum_{s=1} \text{NSTO}_{th,r,s} \times P_{th4,storage,out,r,s,i} \times \Delta\tau$$

dove:

$\text{Load}_{4,i}$  è il carico di tipo 4 nell'intervallo di tempo i-esimo [J];

$P_{th4,AGP,r,k,i}$  è la potenza fornita dall'impianto di generazione termica per refrigerazione di tipo k-esimo per soddisfare il carico di tipo 4 nell'intervallo di tempo i-esimo [W];

$P_{th4,storage,out,r,s,i}$  è la potenza fornita dallo stoccaggio di calore di tipo s-esimo per soddisfare il carico di tipo 4 nell'intervallo di tempo i-esimo [W].

Deve valere per la terza e la quarta condizione il vincolo aggiuntivo, secondo cui:

$$0 \leq \text{NGEN}_{AGP,j,i} \leq \text{NGEN}_{AGP,j}$$

La quinta condizione di vincolo, il carico di tipo 5, riguarda gli usi elettrici per mobilità, si considerano appartenenti a questa categoria tutti quei carichi che servono al funzionamento delle tecnologie per mobilità.

Nel caso di sistema dimensionato sui carichi termici, deve valere:

$$\forall i \text{Load}_{5,i} \leq \sum_{j=1} \text{NGEN}_{CHP,j,i} \times P_{el5,CHP,j,i} \times \Delta\tau + \sum_{l=1} \text{NGEN}_{PV,l} \times P_{el5,PV,l,i} \times \Delta\tau + \sum_{n=1} \text{NGEN}_{WECS,n} \times P_{el5,WECS,n,i} \times \Delta\tau + \sum_{p=1} \text{NSTO}_{el,p} \times P_{el5,storage,out,p,i} \times \Delta\tau + P_{el5,in,i} \times \Delta\tau$$

dove:

$\text{Load}_{5,i}$  è il carico di tipo 5 nell'intervallo di tempo i-esimo [J];

$P_{el5,CHP,j,i}$  è la potenza fornita dall'impianto di cogenerazione di tipo j-esimo per soddisfare il carico di tipo 5 nell'intervallo di tempo i-esimo [W];

$P_{el5,PV,l,i}$  è la potenza fornita dall'impianto fotovoltaico di tipo l-esimo per soddisfare il carico di tipo 5 nell'intervallo di tempo i-esimo [W];

$P_{el5,WECS,n,i}$  è la potenza fornita dall'impianto eolico di tipo n-esimo per soddisfare il carico di tipo 5 nell'intervallo di tempo i-esimo [W];

$P_{el5,storage,out,p,i}$  è la potenza fornita dallo stoccaggio di elettricità di tipo p-esimo per soddisfare il carico di tipo 5 nell'intervallo di tempo i-esimo [W];

$P_{el5,in,i}$  è la potenza fornita dalla rete elettrica nazionale per soddisfare il carico di tipo 5 nell'intervallo di tempo i-esimo [W].

Nel caso di sistema dimensionato sui carichi elettrici, deve valere:

$$\forall i \text{Load}_{5,i} = \sum_{j=1} \text{NGEN}_{CHP,j,i} \times P_{el5,CHP,j,i} \times \Delta\tau + \sum_{l=1} \text{NGEN}_{PV,l} \times P_{el5,PV,l,i} \times \Delta\tau + \sum_{n=1} \text{NGEN}_{WECS,n} \times P_{el5,WECS,n,i} \times \Delta\tau + \sum_{p=1} \text{NSTO}_{el,p} \times P_{el5,storage,out,p,i} \times \Delta\tau + P_{el5,in,i} \times \Delta\tau$$

Devo essere verificate, rispetto ai carichi imposti, le seguenti condizioni aggiuntive:

$$P_{el1,in,i} + P_{el5,in,i} \leq P_{el,in,i}$$

$$P_{th2,in,i} + P_{th3,in,i} \leq P_{th,in,i}$$

A partire dai vincoli precedenti inoltre se ne devono introdurre alcuni di ulteriori, i quali tengono conto dei limiti rispetto alle tecnologie presenti:

$$\forall i P_{el,CHP,j,i} = P_{el1,CHP,j,i} + P_{el5,CHP,j,i} \leq P_{el,CHP,j,ref}$$

dove:

$P_{el,CHP,j,i}$  è la potenza elettrica fornita dall'impianto di cogenerazione di tipo j-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo [W];

$P_{el,CHP,j,ref}$  è la potenza elettrica di riferimento dell'impianto di cogenerazione di tipo j-esimo [W].

Sulla base del rapporto tra la potenza elettrica di riferimento e quella richiesta all'istante i-esimo viene calcolata la frazione di carico alla quale funziona l'impianto di cogenerazione, sulla base della quale è poi possibile determinare l'efficienza dell'impianto e, di conseguenza, il consumo di elettricità e di carburanti (gas naturale, idrogeno, carburanti generici):

$$\forall i PLR_{CHP,j,i} = \frac{P_{el,CHP,j,i}}{P_{el,CHP,j,ref}} \geq PLR_{min,CHP,j,ref}$$

dove:

$PLR_{CHP,j,i}$  è la frazione di carico alla quale opera l'impianto di cogenerazione di tipo j-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo;

$PLR_{min,CHP,j,ref}$  è la frazione di carico minima per il funzionamento dell'impianto di cogenerazione.

Sulla base del rapporto tra la potenza termica per riscaldamento di riferimento e quella richiesta all'istante i-esimo viene calcolata la frazione di carico alla quale funziona l'impianto di generazione termica, sulla base della quale è poi possibile determinare l'efficienza dell'impianto e, di conseguenza, il consumo di elettricità e di carburanti (gas naturale, idrogeno, carburanti generici):

$$\forall i PLR_{AGP,h,k,i} = \frac{P_{th,AGP,h,k,i}}{P_{th,AGP,h,k,ref}} \geq PLR_{min,AGP,h,k,ref}$$

dove:

$PLR_{AGP,h,k,i}$  è la frazione di carico alla quale opera l'impianto di generazione termica di tipo k-esimo in riscaldamento nell'intervallo di tempo i-esimo;

$P_{th,AGP,h,k,i}$  è la potenza fornita dall'impianto di generazione termica per riscaldamento di tipo k-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo [W];

$P_{th,AGP,h,k,ref}$  è la potenza di riferimento dell'impianto di generazione termica per riscaldamento di tipo k-esimo [W].

$PLR_{min,AGP,h,k,ref}$  è la frazione di carico minima per il funzionamento dell'impianto di generazione termica in riscaldamento.

Sulla base del rapporto tra la potenza termica in refrigerazione di riferimento e quella richiesta all'istante i-esimo viene calcolata la frazione di carico alla quale funziona l'impianto di generazione termica, sulla base della quale è possibile determinare l'efficienza dell'impianto e, di conseguenza, il consumo di elettricità e di carburanti (gas naturale, idrogeno, carburanti generici):

$$\forall i PLR_{AGP,r,k,i} = \frac{P_{th,AGP,r,k,i}}{P_{th,AGP,r,k,ref}} \geq PLR_{min,AGP,r,k,ref}$$

dove:

$PLR_{AGP,r,k,i}$  è la frazione di carico alla quale opera l'impianto di generazione termica di tipo k-esimo per refrigerazione nell'intervallo di tempo i-esimo;

$P_{th,AGP,r,k,i}$  è la potenza fornita dall'impianto di generazione termica per refrigerazione di tipo k-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo [W];

$P_{th,AGP,r,k,ref}$  è la potenza di riferimento dell'impianto di generazione termica per refrigerazione di tipo k-esimo [W];

$PLR_{min,AGP,r,k,ref}$  è la frazione di carico minima per il funzionamento dell'impianto di generazione termica per refrigerazione.

A partire dalle efficienze elettriche e termiche dell'impianto di cogenerazione di tipo j-esimo nell'intervallo i-esimo si può determinare la potenza termica generata:

$$\forall i P_{th,CHP,j,i} = P_{el,CHP,j,i} \times \frac{\eta_{th,CHP,j,i}}{\eta_{el,CHP,j,i}} \geq P_{th2,CHP,j,i} + P_{th3,CHP,j,i}$$

dove:

$P_{th,CHP,j,i}$  è la potenza termica fornita dall'impianto di cogenerazione di tipo j-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo [W];

$\eta_{th,CHP,j,i}$  è l'efficienza termica dell'impianto di cogenerazione di tipo j-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo.

Per quanto riguarda gli impianti di generazione termica per riscaldamento e acqua calda sanitaria deve valere:

$$\forall i P_{th,AGP,h,k,i} = P_{th2,AGP,h,k,i} + P_{th3,AGP,h,k,i} \leq P_{th,AGP,h,k,ref}$$

Per quanto riguarda gli impianti di generazione termica deve valere:

$$\forall i P_{th,AGP,r,k,i} = P_{th4,AGP,r,k,i} \leq P_{th,AGP,r,k,ref}$$

Il vincolo seguente impone che la potenza disponibile dai sistemi di stoccaggio all'istante di tempo i-esimo sia inferiore alla somma della potenza fornita per soddisfare i carichi di tipo 1 e 5:

$$\forall i P_{el1,storage,out,p,i} + P_{el5,storage,out,p,i} \leq P_{el,storage,out,p,ref}$$

dove:

$P_{el,storage,out,p,ref}$  è la potenza massima che può essere fornita dallo stoccaggio di elettricità di tipo p-esimo [W].

Il vincolo seguente impone che la potenza disponibile dai sistemi di stoccaggio di energia termica per uso di riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria all'istante di tempo i-esimo sia maggiore della somma della potenza fornita per soddisfare i carichi di tipo 2 e 3:

$$\forall i P_{th2,storage,out,h,q,i} + P_{th3,storage,out,h,q,i} \leq P_{th,storage,out,h,q,ref}$$

dove:

$P_{th,storage,out,h,q,ref}$  è la potenza massima che può essere fornita dallo stoccaggio di energia termica di tipo q-esimo [W].

Il vincolo seguente impone che la potenza disponibile dai sistemi di stoccaggio di energia termica per uso di refrigerazione all'istante di tempo i-esimo sia maggiore della potenza fornita per soddisfare i carichi di tipo 4:

$$\forall i P_{th4,storage,out,r,s,i} \leq P_{th,storage,out,r,s,ref}$$

dove:

$P_{th,storage,out,r,s,ref}$  è la potenza massima che può essere fornita dallo stoccaggio di energia termica di tipo s-esimo [W].

Infine il vincolo seguente impone che la potenza in uscita dallo stoccaggio di idrogeno (corrispondente al flusso di energia, calcolata rispetto al potere calorifico inferiore del gas, nell'unità di tempo):

$$\forall i P_{H2,storage,out,t,i} \leq P_{H2,storage,out,t,ref}$$

dove:

$P_{H2,storage,out,t,i}$  è la potenza (flusso di energia) massima che può essere fornita dallo stoccaggio di idrogeno di tipo t-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo [W];

$P_{H2,storage,out,t,ref}$  è la potenza (flusso di energia) massima che può essere fornita dallo stoccaggio di idrogeno di tipo t-esimo [W].

#### *Vincoli sullo stoccaggio di energia elettrica*

I vincoli imposti sullo stoccaggio di energia elettrica sono i seguenti, validi per ogni tecnologia di stoccaggio:

$$\forall i STOC_{el,p,i+1} = STOC_{el,p,i} + \eta_{el,storage,p,i} \times P_{el,storage,in,p,i} - P_{el,storage,out,p,i}$$

dove:

$STOC_{el,p,i+1}$  è la quantità di energia elettrica stoccata dalla tecnologia di tipo p-esimo nell'intervallo di tempo (i+1)-esimo [J];

$STOC_{el,p,i}$  è la quantità di energia elettrica stoccata dalla tecnologia di tipo p-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo [J].

$\eta_{el,storage,p,i}$  è l'efficienza dell'impianto di stoccaggio dell'energia elettrica di tipo p-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo;

$P_{el,storage,p,i}$  è la potenza entrante in fase di carica nello stoccaggio di energia elettrica di tipo p-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo [W].

Devono essere soddisfatti inoltre i seguenti vincoli:

$$\begin{aligned} \forall i STOC_{el,p,i} &\leq STOC_{el,p,ref} \\ \forall i P_{el,storage,in,p,i} &\leq P_{el,storage,in,p,ref} \end{aligned}$$

dove:

$STOC_{el,p,ref}$  è la quantità di energia elettrica che può essere stoccata dalla tecnologia di tipo p-esimo [J];

$P_{el,storage,in,p,ref}$  è la potenza massima entrante in fase di carica nello stoccaggio di energia elettrica di tipo p-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo [W].

#### *Vincoli sullo stoccaggio di calore per uso di riscaldamento e acqua calda sanitaria*

I vincoli imposti sullo stoccaggio di calore sono i seguenti, validi per ogni tecnologia di stoccaggio:

$$\forall i STOC_{th,h,q,i+1} = STOC_{th,h,q,i} + \eta_{th,storage,h,q,i} \times P_{th,storage,in,h,q,i} - P_{th,storage,out,h,q,i}$$

dove:

$STOC_{th,h,q,i+1}$  è la quantità di energia termica stoccata dalla tecnologia di tipo q-esimo nell'intervallo di tempo (i+1)-esimo [J];

$STOC_{th,h,q,i}$  è la quantità di energia termica stoccata dalla tecnologia di tipo q-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo [J].

$\eta_{th,storage,h,q,i}$  è l'efficienza dell'impianto di stoccaggio dell'energia termica di tipo q-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo;

$P_{th,storage,in,h,q,i}$  è la potenza entrante in fase di carica nello stoccaggio di energia termica di tipo q-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo [W].

Devono inoltre essere verificate le seguenti disuguaglianze:

$$\begin{aligned} \forall i STOC_{th,h,q,i} &\leq STOC_{th,h,q,ref} \\ \forall i P_{th,storage,in,h,q,i} &\leq P_{th,storage,in,h,q,ref} \end{aligned}$$

dove:

$STOC_{th,h,q,ref}$  è la quantità di energia termica che può essere stoccata dalla tecnologia di tipo q-esimo [J];

$P_{th,storage,in,h,q,ref}$  è la potenza massima entrante in fase di carica nello stoccaggio di energia termica di tipo q-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo [W].

#### *Vincoli sullo stoccaggio di energia termica per usi di refrigerazione*

I vincoli imposti sullo stoccaggio di calore sono i seguenti, validi per ogni tecnologia di stoccaggio:

$$\forall i STOC_{th,r,s,i+1} = STOC_{th,r,s,i} + \eta_{th,storage,r,s,i} \times P_{th,storage,in,r,s,i} - P_{th,storage,out,r,s,i}$$

dove:

$STOC_{th,r,s,i+1}$  è la quantità di energia termica stoccata dalla tecnologia di tipo s-esimo nell'intervallo di tempo (i+1)-esimo [J];

$STOC_{th,r,s,i}$  è la quantità di energia termica stoccata dalla tecnologia di tipo s-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo [J].

$\eta_{th,storage,r,s,i}$  è l'efficienza dell'impianto di stoccaggio dell'energia termica di tipo s-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo;

$P_{th,storage,in,r,s,i}$  è la potenza entrante in fase di carica nello stoccaggio di energia termica di tipo s-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo [W].

Devono inoltre essere verificate le seguenti disuguaglianze:

$$\begin{aligned} \forall i STOC_{th,r,s,i} &\leq STOC_{th,r,s,ref} \\ \forall i P_{th,storage,in,r,s,i} &\leq P_{th,storage,in,r,s,ref} \end{aligned}$$

dove:

$STOC_{th,r,s,ref}$  è la quantità di energia termica che può essere stoccata dalla tecnologia di tipo s-esimo [J];

$P_{th,storage,in,r,s,ref}$  è la potenza massima entrante in fase di carica nello stoccaggio di energia termica di tipo s-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo [W].

#### *Vincoli sullo stoccaggio di idrogeno*

I vincoli imposti sullo stoccaggio di idrogeno sono i seguenti, validi per ogni tecnologia di stoccaggio:

$$\forall i STOC_{H2,t,i+1} = STOC_{H2,t,i} + \eta_{H2,storage,t,i} \times P_{H2,storage,in,t,i} - P_{H2,storage,out,t,i}$$

dove:

$STOC_{H2,t,i+1}$  è la quantità di energia stoccata sotto forma di idrogeno dalla tecnologia di tipo t-esimo nell'intervallo di tempo (i+1)-esimo [J];

$STOC_{H2,t,i}$  è la quantità di energia stoccata sotto forma di idrogeno dalla tecnologia di tipo t-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo [J].

$\eta_{H2,storage,t,i}$  è l'efficienza dell'impianto di conversione e stoccaggio dell'idrogeno di tipo t-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo;

$P_{H2,storage,in,t,i}$  è la potenza entrante in fase di carica dell'impianto di conversione e stoccaggio di idrogeno di tipo t-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo [W];

Devono inoltre essere verificate le seguenti disuguaglianze:

$$\begin{aligned} \forall i STOC_{H2,t,i} &\leq STOC_{H2,t,ref} \\ \forall i P_{th,storage,in,r,s,i} &\leq P_{th,storage,in,r,s,ref} \end{aligned}$$

dove:

$STOC_{H2,t,ref}$  è la quantità di energia che può essere stoccata sotto forma di idrogeno dalla tecnologia di tipo t-esimo [J];

$P_{H2,storage,in,t,ref}$  è la potenza massima entrante in fase di carica nello stoccaggio di idrogeno di tipo t-esimo nell'intervallo di tempo i-esimo [W].

#### *Vincoli sull'ottimizzazione ed il bilanciamento dinamico del sistema*

Gli impianti di generazione termica possono essere alimentati con energia elettrica, termica oppure direttamente con gas naturale o altri tipi di carburanti; per questo motivo è necessario, all'interno del processo di calcolo dell'ottimizzatore, imporre che i flussi energetici corrispondano a dei processi di conversione realmente possibili. In questo caso i vincoli diventano strettamente dipendenti dal tipo di tecnica numerica scelta e quindi possono essere sviluppate solo qualora sia stata decisa quest'ultima. Sono di seguito riportate le formulazioni di carattere generale, sulla base delle quali viene effettuata la ricerca istante per istante della soluzione ottimale di bilanciamento dei carichi. Devono valere pertanto le seguenti uguaglianze:

$$P_{el1,in,i} + P_{el5,in,i} + P_{el,int,in,i} = P_{el,in,i}$$

dove:

$P_{el,int,in,i}$  è una variabile interna che rappresenta la potenza fornita dalla rete elettrica nazionale ed impiegata per il funzionamento degli impianti (sia di generazione che di stoccaggio) del distretto nell'intervallo di tempo i-esimo [W].

$$P_{th2,in,i} + P_{th3,in,i} + P_{th,int,in,i} = P_{th,in,i}$$

dove:

$P_{th,int,in,i}$  è una variabile interna che rappresenta la potenza fornita dalla rete di teleriscaldamento impiegata per il funzionamento degli impianti (sia di generazione che di stoccaggio) del distretto nell'intervallo di tempo i-esimo [W].

$$P_{el1,CHP,j,i} + P_{el5,CHP,j,i} + P_{el,CHP,int,j,i} + P_{el,CHP,out,j,i} = P_{el,CHP,j,i}$$

dove:

$P_{el,CHP,int,j,i}$  è una variabile interna che rappresenta la potenza elettrica da cogenerazione impiegata per il funzionamento degli impianti (sia di generazione che di stoccaggio) del distretto nell'intervallo di tempo i-esimo [W].

$$P_{th,CHP,j,i} = P_{el,CHP,j,i} \times \frac{\eta_{th,CHP,j,i}}{\eta_{el,CHP,j,i}} = P_{th2,CHP,j,i} + P_{th3,CHP,j,i} + P_{th,CHP,int,j,i}$$

dove:

$P_{th,CHP,int,j,i}$  è una variabile interna che rappresenta la potenza termica da cogenerazione impiegata per il funzionamento degli impianti (sia di generazione che di stoccaggio) del distretto nell'intervallo di tempo i-esimo [W].

$$P_{th2,ST,m,i} + P_{th3,ST,m,i} + P_{th,ST,int,m,i} = P_{th,ST,m,i}$$

dove:

$P_{th,ST,int,m,i}$  è una variabile interna che rappresenta la potenza da solare termico impiegata per il funzionamento degli impianti (sia di generazione che di stoccaggio) del distretto nell'intervallo di tempo i-esimo [W];

$P_{th,ST,m,i}$  rappresenta la potenza da solare termico prodotta dagli impianti nell'intervallo di tempo i-esimo [W].

$$P_{el1,PV,l,i} + P_{el5,PV,l,i} + P_{el,PV,int,l,i} + P_{el,PV,out,l,i} = P_{el,PV,l,i}$$

dove:

$P_{el,PV,int,l,i}$  è una variabile interna che rappresenta la potenza elettrica da fotovoltaico impiegata per il funzionamento degli impianti (sia di generazione che di stoccaggio) del distretto nell'intervallo di tempo i-esimo [W];

$P_{el,PV,l,i}$  rappresenta la potenza elettrica da fotovoltaico prodotta dagli impianti nell'intervallo di tempo i-esimo [W].

$$P_{el1,WECS,n,i} + P_{el5,WECS,n,i} + P_{el,WECS,int,n,i} + P_{el,WECS,out,n,i} = P_{el,WECS,n,i}$$

dove:

$P_{el,WECS,int,n,i}$  è una variabile interna che rappresenta la potenza elettrica da eolico impiegata per il funzionamento degli impianti (sia di generazione che di stoccaggio) del distretto nell'intervallo di tempo i-esimo [W];

$P_{el,WECS,n,i}$  rappresenta la potenza elettrica da eolico prodotta dagli impianti nell'intervallo di tempo i-esimo [W].

$$P_{th,AGP,h,k,i} = P_{th2,AGP,h,k,i} + P_{th3,AGP,h,k,i} = P_{th,AGP,ind,h,k,i} + P_{th,AGP,dir,h,k,i}$$

dove:

$P_{th,AGP,ind,h,k,i}$  è una variabile interna che rappresenta la potenza termica per riscaldamento derivante da impianti alimentati indirettamente (da calore ed elettricità prodotta all'interno del sistema) nell'intervallo di tempo i-esimo [W].

$$P_{th,AGP,r,k,i} = P_{th4,AGP,r,k,i} = P_{th,AGP,ind,r,k,i} + P_{th,AGP,dir,r,k,i}$$

dove:

$P_{th,AGP,ind,r,k,i}$  è una variabile interna che rappresenta la potenza termica per refrigerazione derivante da impianti alimentati indirettamente (da calore ed elettricità prodotta all'interno del sistema) nell'intervallo di tempo i-esimo [W].

Le variabili riportate in precedenza sono in parte note a priori ed in parte incognite. Queste ultime devono essere determinate in base della minimizzazione del costo dell'energia per ogni intervallo di tempo  $i$ -esimo. Deve essere determinata una struttura dell'algoritmo di calcolo in modo tale che sia possibile considerare, per ogni intervallo di tempo  $i$ -esimo, i possibili processi di conversione dell'energia ed ottimizzare rispetto a questi.

### **3.3 Inquadramento del modello proposto nel processo di pianificazione e progettazione complessiva del distretto**

La visione dello sviluppo delle comunità verso un paradigma energetico ad alta efficienza e con forte penetrazione delle fonti rinnovabili, comporta la necessità di afferire a diversi ambiti disciplinari e sviluppare, a partire da metodi consolidati, nuovi metodi di analisi e pianificazione. Per permettere una transizione verso sistemi energetici più efficienti e il più possibile svincolati dalle fonti fossili sono necessari strumenti efficaci ed affidabili; la piattaforma *Odesse* dovrebbe pertanto rappresentare quindi non solo uno strumento informatico, ma un vero e proprio elemento di innovazione in tale direzione.

I seguenti aspetti hanno fondamentale importanza per lo sviluppo di comunità efficienti e meritano di essere inclusi nella piattaforma di simulazione:

1. Impianti di trigenerazione ad alta efficienza, opportunamente progettati ed inseriti nel territorio;
2. Ottimizzazione topologica dei sistemi di distribuzione, quali microreti elettriche intelligenti e microreti di teleriscaldamento/teleraffrescamento ;
3. Tecnologie efficienti da adottare presso l'utente finale;
4. Strategie di controllo intelligente per la gestione della domanda di energia negli usi finali.

La piattaforma potrebbe essere adoperata per la formulazione di scenari per la generazione distribuita a scala territoriale per i settori residenziale, terziario, industriale, agricolo, oppure interi distretti, caratterizzati da utenze diversificate.

In particolare, alcuni settori potrebbero essere simulati in via preliminare, anche con funzione di test e calibrazione del modello. In particolare, potrebbero essere testati:

- distretti ospedalieri
- complessi di edilizia sociale
- complessi scolastici
- paesi di media dimensione
- quartieri urbani
- villaggi turistici e/o grandi alberghi
- aeroporti e/o stazioni ferroviarie
- centri sportivi
- centri poli-funzionali (residenziale/terziario)
- poli universitari
- centri commerciali
- centri residenziali
- grandi condomini
- distretti ed aree industriali.

### **3.4 Procedura proposta per l'uso del modello di ottimizzazione**

#### **3.4.1 Analisi della distribuzione dei consumi energetici**

La prima fase di lavoro per l'applicazione del modello riguarda l'analisi dei dati di consumo di gas ed elettricità, mappati all'interno di un sistema informativo territoriale, oppure disponibili per lo specifico sito di progetto. L'analisi spaziale ci permette di identificare l'intensità energetica delle varie zone ed evidenziare preventivamente i vincoli di varia natura che potrebbero essere presenti. La pianificazione tramite GIS degli interventi a scala urbana e territoriale aumenta la capacità di



comunicazione con gli utenti finali e gli addetti ai lavori, permettendo una migliore gestione delle informazioni e del processo.

### **3.4.2 Simulazione**

Successivamente, vanno valutati i consumi di energia, basandosi su rilevazioni e criteri statistici relativi allo specifico settore a cui ogni utenza appartiene. Questo passaggio permette di visualizzare la distribuzione dei consumi, di evidenziare le complementarità e le possibili sinergie nella produzione localizzata dei diversi vettori energetici. Per le diverse utenze l'andamento orario dei carichi elettrici è reso disponibile tramite telelettura dai contatori elettronici, mentre quelli termici possono essere determinati tramite adeguati programmi di simulazione, confrontando poi i valori con i consumi effettivamente riscontrati.

I profili di carico devono essere poi suddivisi in cinque sottocategorie: usi elettrici (apparecchiature, illuminazione), refrigerazione e raffrescamento degli edifici, produzione di acqua calda sanitaria, riscaldamento degli edifici e altri usi di gas.

### **3.4.3 Ottimizzazione**

La scelta del tipo di soluzioni tecnologiche ed impiantistiche da adottare a scala di distretto può essere supportata dal modello di ottimizzazione multi-criteria.

Una volta scelto l'insieme di soluzioni tecnologiche da adottare diventa necessario un livello di analisi ulteriore e più approfondito, da svolgere tramite simulazione dinamica.

Quest'ultima permette un livello di descrizione del sistema nettamente migliore, ma richiede un'ulteriore quantità di dati in ingresso, non disponibili generalmente nella fase preliminare di progetto, necessari per riprodurre al computer il comportamento reale del sistema. In particolare lo scopo della simulazione dinamica è quello di determinare i parametri dettagliati per il funzionamento delle macchine, valutarne le interazioni in regime transitorio e progettare dei sistemi di controllo e regolazione atti a garantire il funzionamento corretto ed il raggiungimento delle prestazioni richieste.

Lo scopo delle procedure e dei modelli descritti è capire fino a che punto e con quali difficoltà un'applicazione ottimizzata della generazione distribuita e delle micro-reti possa ridurre i costi dei servizi energetici e contribuire all'evoluzione verso scenari a ridotto impatto ambientale.

### **3.4.4 Considerazioni conclusive**

Il presente rapporto contiene una proposta di procedura preliminare per lo sviluppo del modulo della piattaforma *Odesse* relativo alla scala di distretto. La proposta andrà ovviamente discussa e modificata a valle degli aggiornamenti sullo sviluppo della piattaforma *Odesse* relativa all'edificio e di ulteriori informazioni tecnologiche e metodologiche.