



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA CIVILE, EDILE ED
AMBIENTALE

**Stima dell'effettiva riduzione delle
emissioni di CO₂ derivante
dall'impiego di fonti rinnovabili**

Laureando:

Francesco
ALIPRANDI

Relatore:

Ch.mo Prof. Alberto
MIRANDOLA

Anno accademico 2013/2014

Indice

Introduzione	7
Revisione della letteratura	8
Organizzazione della tesi	9
1 La conversione dell'energia	11
Il ciclo Rankine	12
Il ciclo Brayton-Joule	13
Le centrali a ciclo combinato	13
1.1 Curve dei costi	15
1.2 Curve dei rendimenti	16
1.3 Calcolo delle emissioni	17
1.4 Le fonti rinnovabili	18
2 La rete e il mercato elettrico in Italia	21
2.1 Caratterizzazione degli impianti di generazione	22
2.2 La determinazione della riserva	24
3 Il modello di calcolo	31
3.1 Il problema dello unit commitment	32
Cenni sulla programmazione lineare e su GAMS	33
Equazioni dei vincoli termici	35
Equazioni per i tempi minimi di up/down time	38
Equazioni per i vincoli logici di accensione e spegnimento	39
Equazioni per i vincoli sulla potenza prodotta	39
Equazioni per i vincoli sui gradienti in riscaldamento e raffreddamento	40
Equazioni dei costi e ottimizzazione	41
Equazioni sui vincoli di sistema	43
3.2 Condizioni iniziali e continuità infragiornaliera	43

3.3	Ottimizzazione in fase di dispaccio	45
3.4	La costruzione degli scenari	46
3.5	Programmazione in MATLAB	49
4	Risultati	53
5	Conclusioni	65
A	Nomenclatura del modello per lo UC	69
B	Caratteristiche dei generatori	73
C	Modello per l'ED in GAMS	75
D	Listato dati GAMS	81

Elenco delle figure

1.1	Diagramma con le transizioni per una unità avente 2 turbine a gas e una a vapore.	14
1.2	Curve dei costi totali (sinistra) e incrementali (destra).	15
1.3	Curve dei costi totali incrementali per un ciclo combinato.	16
1.4	Andamento dei rendimenti in funzione della potenza erogata.	17
2.1	Andamento delle riserve in caso di perdita di un generatore.	25
3.1	Matrice di correlazione.	48
3.2	Confronto fra previsione, produzione e scenari - caso dell'eolico.	48
3.3	Confronto fra produzione e scenari - caso del fotovoltaico.	49
4.1	Potenza per tipo di centrale - Inverno - No rinnovabili.	53
4.2	Potenza per tipo di centrale - Estate - No rinnovabili.	54
4.3	Potenza per tipo di centrale - Mezza stagione - No rinnovabili.	54
4.4	Potenza per tipo di centrale - Inverno - Rinnovabili.	55
4.5	Potenza per tipo di centrale - Estate - Rinnovabili.	55
4.6	Potenza per tipo di centrale - Mezza stagione - Rinnovabili.	55
4.7	Riserva positiva allocata - Estate.	56
4.8	Riserve secondaria e terziaria positive da impianti a ciclo combinato - Estate.	56
4.9	Variazione nelle percentuali di produzione per le varie classi - Estate.	57
4.10	Profilo potenza settimanale di un ciclo combinato - Estate.	58
4.11	Numero di avvii al variare della percentuale di penetrazione di rinnovabili - caso estivo.	59
4.12	Emissioni giornaliere - Inverno.	59
4.13	Emissioni giornaliere - Estate.	60
4.14	Emissioni giornaliere - Mezza stagione.	60

4.15 Emissioni giornaliere - Inverno - confronto a varie penetrazioni di rinnovabili.	62
---	----

Introduzione

Negli ultimi anni molte nazioni hanno adottato schemi economici incentivanti al fine di favorire lo sviluppo e l'installazione di impianti basati su fonti rinnovabili per la produzione di energia. Questa scelta deriva principalmente da due fattori: il timore che le fonti tradizionali di energia - petrolio, gas naturale e carbone - siano in futuro destinate a costare sempre di più a causa del loro progressivo esaurirsi; e le preoccupazioni derivanti dalle possibili conseguenze legate all'immissione in atmosfera di biossido di carbonio, gas serra la cui concentrazione ha oggi quasi raggiunto le 400 ppm dalle circa 280 che si registravano in epoca preindustriale.

La rapida crescita della potenza installata in pannelli fotovoltaici e turbine eoliche comporta dei problemi tecnici ed economici di integrazione con la rete elettrica di trasmissione e distribuzione già esistente, progettata per un tipo di produzione centralizzata; la sostanziale natura *carbon-free* degli impianti di generazione garantisce delle riduzioni nelle emissioni di CO₂, un effetto tuttavia contrastato dall'incertezza previsionale riguardante la potenza immessa in rete che costringe i gestori delle reti di trasmissione a programmare e attivare maggiori riserve ricorrendo solitamente a generatori termoelettrici di tipo tradizionale.

La presente tesi ha come scopo la stima della variazione di CO₂ emesso durante la produzione di energia elettrica in una rete ad elevata penetrazione di rinnovabili simile a quella italiana nello stato attuale rispetto a una ipotetica situazione nella quale le fonti di energia alternative diano un contributo nullo, e le possibili riduzioni nel caso la potenza installata in impianti eolici e fotovoltaici aumenti ulteriormente in futuro. I risultati potranno poi essere usati come ulteriore criterio per valutare l'opportunità di modificare o meno la politica incentivante nei confronti delle rinnovabili, in Italia e in altri paesi che abbiano seguito - o vogliano seguire in futuro - direzioni analoghe.

Revisione della letteratura

Esistono molti software per l'analisi di sistemi energetici nei quali siano inserite fonti rinnovabili [1], in parte proprietari e in parte liberamente scaricabili. Le differenze riguardano la capacità o meno di simulare tutti i settori, trasporti, riscaldamento ed elettrico, oppure solo quest'ultimo; la grandezza della regione geografica rappresentabile; le tecnologie considerabili; il passo temporale, che può andare dal minuto all'anno; la possibilità di aggiungere un immagazzinamento dell'energia sotto forma di sali fusi, batterie, idrogeno, bacini idroelettrici. Con riferimento al settore elettrico trattato in questa tesi, una recente proposta di classificazione identifica analisi di ordine zero, primo o secondo [2] in funzione del livello di dettaglio relativo alla produzione da fonti rinnovabili. All'ordine zero viene stimata una producibilità media annua utilizzabile per analisi di medio-lungo periodo; al primo si introduce la variabilità propria della fonte - avvalendosi di serie temporali - permettendo così una simulazione del bilanciamento dei carichi sulla rete; infine al secondo livello si tiene conto anche degli errori commessi nelle previsioni.

L'analisi della riduzione delle emissioni può essere basata nel caso più semplice sui valori medi delle emissioni di rete, ipotizzando che ogni kWh da rinnovabili riduca il consumo delle centrali in proporzione al mix di combustibili impiegati; oppure su un approccio marginale, che tiene conto della variabilità delle operazioni di erogazione della potenza [3]. In quest'ultimo caso si risolve solitamente un problema di *unit commitment* che consiste nel ricercare la combinazione di generatori in grado di garantire il soddisfacimento della domanda di energia oltre a quella di una adeguata riserva per fronteggiare l'incertezza previsionale. La scelta di un intervallo orario per la risoluzione dei problemi dello unit commitment è quella standard in letteratura, e rappresenta un compromesso fra l'accuratezza del risultato e il tempo impiegato ad ottenerlo; inoltre la maggior parte dei mercati elettrici sono gestiti su base oraria. Test comparativi eseguiti recentemente su intervalli più ridotti di analisi [4] - fino a 5 minuti - hanno mostrato come il miglioramento ricavabile, sebbene presente, sia dell'ordine dell'1% quando si esamini la variabile costo operativo.

L'introduzione di fonti rinnovabili in una rete elettrica comporta una serie di conseguenze [5]: oltre all'aumento della quantità di riserva necessaria dovuto all'incertezza nelle previsioni già menzionato, le quote di energia prodotta dai generatori tradizionali si riducono essendo le rinnovabili incentivate sul mercato elettrico, e il funzionamento delle centrali termoelettriche si fa più irregolare per compensare la variabilità dell'energia immessa in rete. Ulteriori effetti riguardano la necessità in alcuni casi di ridurre

il contributo di eolico e fotovoltaico, spreandone una parte a causa di limiti sulla rete (curtailment), e d'altra parte la presenza di una maggiore potenza installata può garantire una migliore adeguatezza della rete.

Il metodo seguito, oltre a essere già stato utilizzato in alcuni lavori [6, 7], è quello che viene raccomandato in una recente review per modellare l'aumento specifico delle emissioni [5], in particolare per quanto riguarda la doppia risoluzione unit commitment-economic dispatch e la valutazione della riserva aggiuntiva dovuta alla maggiore variabilità. Finora gli studi presenti in letteratura si sono concentrati sull'eolico, la cui installazione è iniziata da alcuni lustri; in questa tesi viene introdotto anche il fotovoltaico, non più trascurabile alla luce del caratteristico andamento produttivo giornaliero e della veloce crescita della potenza allacciata. E' stato anche costruito un modello per lo unit commitment più dettagliato di quanto usato finora in questo tipo di analisi, in particolare con riferimento ai vincoli tecnici sui tempi di permanenza online e offline dei generatori e ai processi di avvio e spegnimento, al fine di cogliere alcuni aspetti dell'evoluzione del sistema elettrico.

Organizzazione della tesi

Nel primo capitolo viene trattata succintamente la conversione dell'energia sia da fonti tradizionali sia da fonti rinnovabili, con la descrizione dei cicli termodinamici di riferimento per le centrali termoelettriche e l'elenco delle scelte operate dal punto di vista economico e tecnico (curve dei costi e dei rendimenti) per la costruzione del modello; viene ricavata anche l'espressione per il calcolo delle emissioni.

Il secondo capitolo espone alcune generalità sulla rete elettrica in Italia e sul funzionamento della borsa elettrica, con l'obiettivo di rendere più chiare le motivazioni che hanno portato al modello finale; particolare attenzione è posta al problema della riserva e alla sua determinazione nelle varie componenti (primaria, secondaria, terziaria) e alla caratterizzazione del parco generatori usato nella simulazione.

Il modello viene descritto in dettaglio nel terzo capitolo: prima l'ottimizzazione su base giornaliera (unit commitment), poi quella su base oraria (economic dispatch) sono trattate analiticamente e affiancate alla spiegazione delle equazioni di vincolo; a seguire si trova la completa sequenza delle operazioni svolte in MATLAB. Infine un paragrafo è dedicato alla costruzione degli scenari, sfruttati per determinare il reale utilizzo degli impianti di fronte a una particolare produzione da fonti rinnovabili.

Nel quarto capitolo vengono presentati i risultati: oltre alle emissioni di CO_2 a diversi livelli di penetrazione da rinnovabili in tre periodi dell'anno, alcuni grafici con l'andamento della potenza e riserva erogate e il dispaccio dei generatori servono a confermare l'aderenza del modello a quanto si verifica in una rete reale.

Per finire, nel quinto capitolo sono riportate le conclusioni e alcuni possibili approfondimenti e miglioramenti del modello.

Capitolo 1

La conversione dell'energia

L'uso dei combustibili fossili per la produzione di energia elettrica vanta oltre un secolo di storia e di miglioramenti tecnologici, e ha un peso preponderante rispetto ad altre fonti: nel 2010 a livello mondiale sono stati consumati oltre 14 PW h derivanti dalla trasformazione in elettricità di carbone, gas od olio combustibile, il 67% del totale [8]. L'invenzione della turbina a vapore e successivamente di quella a gas hanno portato a schemi costruttivi standard per le centrali termoelettriche, basati su due cicli termodinamici di riferimento: quello di Rankine e quello di Brayton-Joule. Il primo è un ciclo chiuso avente come fluido termodinamico negli impianti qui considerati il vapore acqueo, sebbene esista la possibilità di usare liquidi organici ad alto peso molecolare quando si vogliono sfruttare sorgenti termiche a media e bassa temperatura; il secondo è invece aperto in quanto i prodotti della combustione vengono scaricati all'ambiente esterno.

Lo sfruttamento delle fonti rinnovabili su larga scala è invece molto più recente, e ancora oggi l'idroelettrico rappresenta la percentuale maggiore: a livello mondiale circa l'88% considerando eolico, geotermia, solare e fotovoltaico [8], sebbene negli anni più recenti in alcune nazioni la situazione sia mutata ed eolico e fotovoltaico producano frazioni non più trascurabili: in Italia nel 2013 si è arrivati a 36.5 GW h su 289.8 GW h prodotti e 318.5 GW h richiesti dalle utenze [9]. Le due tecnologie attualmente predominanti sono rappresentate da turbine eoliche ad asse orizzontale e moduli fotovoltaici basati su celle al Silicio mono o policristallino. Non saranno analizzate la geotermia, che non presenta un grosso potenziale e comunque assumerebbe le caratteristiche di un carico di base, e nemmeno gli impianti a biocombustibili, soluzioni ancora oggetto di discussioni sulla loro sostenibilità.

Il ciclo Rankine

I componenti principali di un ciclo Rankine sono le pompe di alimento, il generatore di vapore, le turbine e il condensatore.

- L'acqua di alimento all'uscita del condensatore viene portata fino alla pressione superiore di ciclo, che nelle centrali di recente costruzione è sovente superiore a quella critica (22.064 MPa o 218 atm);
- nel generatore di vapore si ha prima il riscaldamento, poi l'evaporazione (passaggio che non esiste quando $p_{sup} > p_{crit}$), e infine il surriscaldamento fino alla temperatura massima prevista; in passato non venivano superati gli 820 K circa, poiché i comuni acciai ferritici oltre questo limite presentano fenomeni di creep viscoso, mentre oggi si possono superare i 900 K migliorando il rendimento termodinamico;
- il vapore attraversa la turbina ad alta pressione, e all'uscita una parte viene inviata ad uno scambiatore rigenerativo per innalzare la temperatura dell'acqua inviata in caldaia, mentre il rimanente torna al generatore di vapore per essere nuovamente portato alla temperatura superiore di ciclo;
- durante l'espansione nei corpi a media e bassa pressione si eseguono ulteriori spillamenti da inviare a scambiatori di calore posti a monte di quello già descritto.

Dal punto di vista termodinamico le trasformazioni che avvengono possono essere approssimate nel seguente modo:

- una compressione adiabatica in fase di pompaggio;
- un riscaldamento senza scambio di lavoro nel generatore di vapore;
- una espansione adiabatica nelle turbine;
- un raffreddamento al condensatore, nuovamente senza scambio di lavoro.

Ricordando l'espressione del primo principio della termodinamica per sistemi con deflusso

$$dQ = dL + dh \tag{1.0.1}$$

si nota come i processi ideali descritti siano valutabili tramite variazioni di entalpia; per cicli reali, in particolare l'espansione in turbina, è possibile tenere conto delle

irreversibilità conoscendo il rendimento isoentropico. A questo riguardo vale la pena ricordare che il lavoro compiuto durante la compressione è molto inferiore a quello ottenuto durante l'espansione del fluido, e ciò implica per il rendimento termodinamico del ciclo di Rankine a risurriscaldamento di vapore una bassa sensibilità agli effetti delle irreversibilità: il rendimento reale risulta quindi sempre molto vicino a quello ideale.

Il ciclo Brayton-Joule

Il ciclo ideale è descritto termodinamicamente da una compressione isoentropica, un riscaldamento isobaro e infine un'espansione anch'essa isoentropica fino alla pressione di partenza; la fase di riscaldamento è comunemente ottenuta tramite la combustione di gas o altro combustibile adatto, e avviene con forte eccesso d'aria per limitare la temperatura massima. Il compressore e la turbina sono calettati sul medesimo albero, sul quale risulta quindi disponibile la potenza netta che può azionare il generatore elettrico. La caratteristica principale del ciclo è la sua elevata potenza specifica, ottenuta tramite temperature di ingresso in turbina fino a 1600 °C per le macchine più recenti, mentre il rendimento risulta modesto e molto sensibile alle irreversibilità, al contrario di quello a vapore. Le centrali a turbogas possono essere avviate in tempi molto rapidi: anche le unità di dimensione maggiore richiedono meno di un'ora per poter erogare piena potenza in rete, situazione opposta a quelle basate su cicli a vapore, che invece necessitano di alcune ore di riscaldamento prima di poter essere operative; per questo motivo gli impianti basati sul ciclo Brayton-Joule si prestano molto bene a rispondere agli imprevisti ammanchi di potenza nel sistema elettrico.

Le centrali a ciclo combinato

Poiché la temperatura dei gas di scarico all'uscita di una turbina in un ciclo Brayton-Joule è ancora molto elevata, è possibile pensare di recuperare parte della loro energia tramite uno scambiatore tramite il quale riscaldare l'acqua per un ciclo Rankine. Le centrali a ciclo combinato sono gli impianti con i più alti rendimenti, (le installazioni più recenti superano il 60%), e uniscono la rapidità di azionamento delle turbogas alla possibilità di operare con efficienze molto superiori a quelle delle tradizionali centrali a carbone od olio combustibile.

Le centrali a ciclo combinato possono essere schematizzate secondo livelli di dettaglio crescente [10] nei seguenti modi.

1. Utilizzando un modello aggregato che non consideri i componenti dell'impianto ma una singola unità equivalente; vengono ignorate le differenti possibili configurazioni e i loro vincoli tecnici, e la potenza erogata dalla centrale risulta dalla somma delle turbine a gas (GT) e di quella a vapore (ST). Si tratta di un modello molto semplice che viene impiegato da alcuni TSO, delegando all'operatore della centrale l'effettiva ricerca della configurazione ottimale.
2. Con un modello basato sull'analisi delle varie configurazioni come se fossero delle pseudounità, ciascuna caratterizzata da curve di rendimento, gradienti a salire e scendere, tempi di avvio e arresto e intervalli minimi di funzionamento, e curve di costo. Le transizioni possibili fra le configurazioni sono ottenute con semplici regole (ad esempio ipotizzando che le GT possano essere avviate o arrestate contemporaneamente ma che ciò non valga per le combinazioni GT+ST) che portano a un predeterminato diagramma degli stati: un esempio per una centrale con 2 turbine a gas e una a vapore si trova nella figura 1.1.

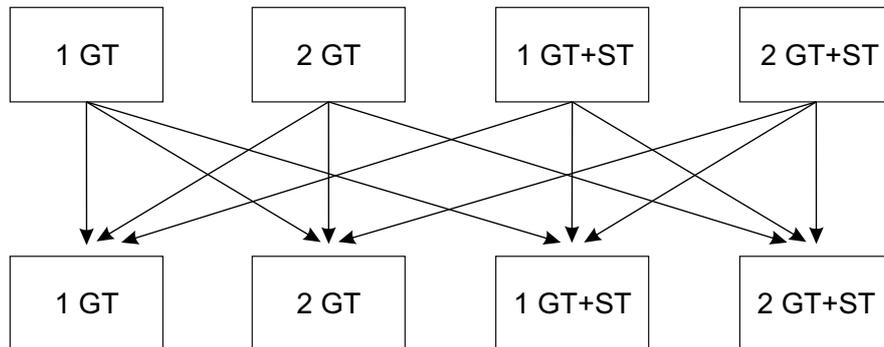


Figura 1.1: Diagramma con le transizioni per una unità avente 2 turbine a gas e una a vapore.

Analizzare il funzionamento di un impianto composto da due GT e una ST prevederebbe la conoscenza di quattro curve di rendimento (oltre a dati già elencati), una per ogni combinazione sfruttabile.

3. Considerando i tre componenti principali - turbina a gas, a vapore e scambiatore di calore rigenerativo - individualmente: i vantaggi legati ad una descrizione più precisa sono bilanciati da una maggiore dimensione del modello e quindi da un carico computazionale più elevato.

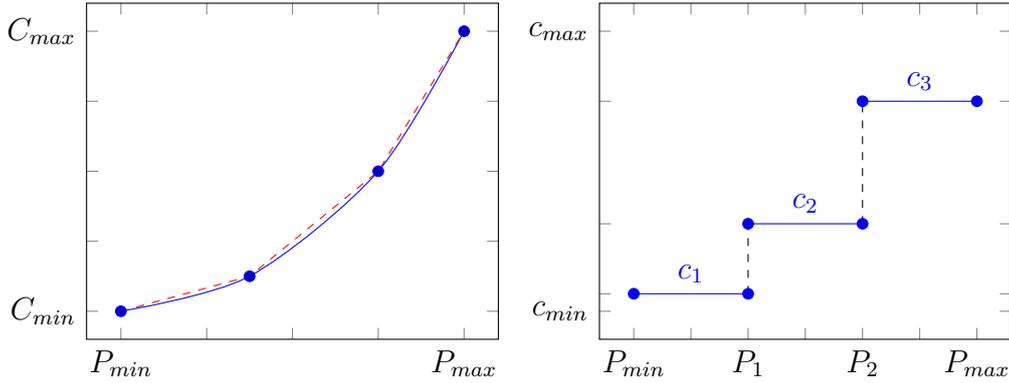


Figura 1.2: Curve dei costi totali (sinistra) e incrementali (destra).

Per questa tesi si è scelto di impiegare un modello del primo tipo, congiungendo in modo opportuno le curve dei costi e dei rendimenti per le varie configurazioni; sono state ignorate quelle che comportano costi nettamente superiori come ad esempio l'impiego di due turbine a gas per una centrale con 2 GT e una ST, ipotizzando che queste configurazioni vengano sfruttate per un periodo di tempo molto ridotto rispetto all'uso complessivo della centrale. Si è ricavato così un andamento lineare a tratti, che offre risultati non molto dissimili da quelli ricavabili con un modello del secondo tipo ma con tempi di calcolo inferiore [11].

1.1 Curve dei costi

In genere è possibile rappresentare i costi di una centrale termoelettrica in modo sufficientemente accurato tramite un'equazione di secondo grado in funzione della potenza netta erogata (escludendo quindi la quantità assorbita dai sistemi ausiliari): $C = a + bP_n + cP_n^2$; questa schematizzazione trascura l'eventuale effetto derivante dalla presenza di valvole di regolazione che possono rendere l'andamento reale non convesso [12, 13]. La curva è ricavabile a partire da quella di input-output, moltiplicando la quantità di combustibile necessaria ad erogare una certa potenza per il costo del combustibile stesso, e richiede quindi la conoscenza delle caratteristiche tecniche dell'impianto; derivando l'espressione analitica interpolante ricavata si giunge alla curva dei costi incrementali, fondamentale per la soluzione dei problemi di unit commitment ed economic dispatch. Se si preferisce approssimare la curva dei costi con una spezzata lineare a tratti, i costi incrementali (o marginali) risultano costanti in un intervallo di potenza, come si può vedere in figura 1.2.

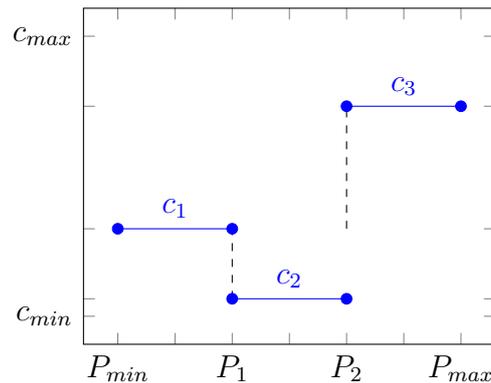


Figura 1.3: Curve dei costi totali incrementali per un ciclo combinato.

Per le centrali basate su ciclo Rankine si è ipotizzato di suddividere la curva in tre intervalli a costi marginali costanti, crescenti come rappresentato in figura 1.2, mentre per gli impianti basati su turbine a gas la curva ha solo due tratti; non è possibile invece ipotizzare una curva dei costi convessa per i cicli combinati, per cui la schematizzazione è quella in figura 1.3.

Questo andamento è giustificabile con il seguente ragionamento: supponendo di avere inizialmente la sola turbina a gas in funzione, ad una potenza erogata corrisponde un determinato costo in combustibile; trascorso un periodo di tempo variabile (funzione del tempo antecedente di permanenza offline dell'impianto) sarà possibile sincronizzare anche la sezione a vapore alimentata dallo scambiatore rigenerativo, e quindi a parità di consumo sarà possibile generare una maggiore potenza, abbassando così il costo marginale.

1.2 Curve dei rendimenti

La curva del consumo specifico, espresso solitamente per comodità in kcal/kWh, è in genere rappresentabile con una equazione di secondo grado che presenta un massimo in corrispondenza alla potenza minima erogabile e un minimo a poca distanza dal massimo operativo; il consumo specifico, così come il rendimento che rappresenta il suo inverso, è un dato per il quale è necessario disporre della documentazione tecnica dell'operatore dell'impianto.

Non avendo dati riferiti a impianti reali si è scelto di considerare un andamento lineare fra valori estremi reperibili in letteratura per ciascuna categoria di generatori (figura 1.4), assegnando agli impianti di dimensioni maggiori un rendimento più alto

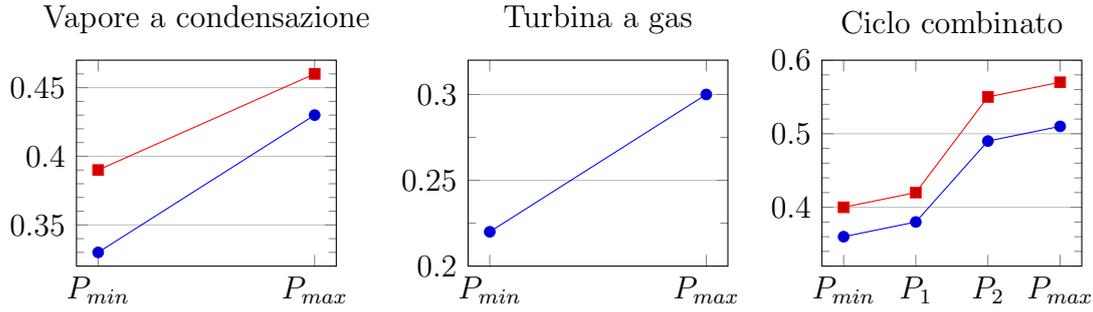


Figura 1.4: Andamento dei rendimenti in funzione della potenza erogata.

soprattutto nel funzionamento al minimo: per i cicli Rankine ad esempio le centrali più potenti lavorano con $\eta = 0.39 \div 0.46$, le meno potenti nell'intervallo $0.33 \div 0.43$. Per i cicli combinati valgono considerazioni analoghe a quelle presentate nel paragrafo precedente, per cui l'andamento è a spezzata su tre intervalli; per uniformità gli intervalli di definizione sono gli stessi usati per i costi marginali (si veda anche l'appendice D).

Per quanto riguarda l'erogazione di potenza, i gradienti massimi per le centrali di più recente costruzione raggiungono i 25 MW min^{-1} (500 MW in 20 minuti per le nuove unità a lignite realizzate a Neurath), ma un intervallo di riferimento per il parco esistente di generatori può andare dai 3 ai 5 MW min^{-1} . Per partenza a caldo si intende una che avvenga entro 8 h, da tiepido entro le 72, oltre questo limite si definisce a freddo (circa 200 nella vita operativa della centrale [14]). Le centrali a ciclo combinato possono essere avviate più rapidamente mancando il generatore di vapore che è sostituito da un semplice scambiatore rigenerativo: lo start-up time è di circa 60 minuti per un avvio caldo (8h di fermo), circa 150 minuti da freddo ($>120\text{h}$ di fermo), circa 90 minuti nei casi intermedi [15].

1.3 Calcolo delle emissioni

Detta P la potenza (costante) in MW erogata nell'arco di un'ora, η il rendimento in quelle condizioni di carico e p_c il potere calorifico inferiore del combustibile, espresso in kJ/kg, il consumo orario C si esprime con la seguente equazione

$$C = \frac{P}{\eta \cdot p_c} 3.6 \cdot 10^3 \quad [\text{t/ h}] \quad (1.3.1)$$

Un semplice bilancio stechiometrico, nell'ipotesi di combustione perfetta, permette

di calcolare il biossido di carbonio emesso per unità di massa di combustibile



e quindi tenendo conto della frazione f di carbonio presente, le emissioni in base alla 1.3.1 si calcolano tramite la seguente espressione

$$E = 1.32 \cdot 10^4 \frac{Pf}{\eta p_c} \quad [\text{t/h}] \quad (1.3.5)$$

Le centrali basate su cicli Brayton-Joule utilizzano gas naturale, per il quale è immediato il calcolo di f se si ipotizza che sia composto esclusivamente da metano avente formula chimica CH_4 : $f = 0.75$; essendo tuttavia presenti anche composti a peso molecolare più elevato (etano, propano e butano), il carbonio pesa maggiormente in percentuale e si prende quindi il valore $f = 0.8$. Per le centrali a combustibili solidi la situazione è molto più variegata, essendo il carbone un combustibile che presenta in natura elevata variabilità sia nel contenuto di carbonio sia nel potere calorifico; non disponendo di dati precisi si è scelto un valore medio $f = 0.7$ immaginando che alcune centrali possano usare litantraci più pregiate e altre ligniti più povere.

Anche i poteri calorifici inferiori sono soggetti alla stessa variabilità già discussa: i valori scelti sono 25 000 kJ/kg e 35 000 kJ/kg per carbone e gas naturale, rispettivamente.

1.4 Le fonti rinnovabili

La caratteristica principale delle fonti rinnovabili è l'aleatorietà della produzione. Gli impianti eolici e fotovoltaici producono energia a costo marginale nullo, essendo gratuito il combustibile, sebbene ciò non significhi che l'energia ha costo nullo dovendosi considerare l'investimento iniziale e la manutenzione; in effetti un'analisi del Levelized Cost Of Energy (LCOE) mostra come esse non siano ancora economicamente competitive se non in situazioni particolari.

A differenza delle centrali tradizionali, che a meno di manutenzione programmata o guasti possono erogare la potenza massima per lunghi periodi di tempo, gli impianti basati su fotovoltaico ed eolico producono alla potenza nominale installata solo per

poche ore all'anno; vengono pertanto caratterizzati tramite la potenza installata e un fattore di capacità, che rappresenta il rapporto fra l'energia realmente prodotta nel corso di un anno e quella massima teoricamente producibile. Il fattore di capacità si può anche interpretare come il numero equivalente di ore all'anno nelle quali un impianto ha lavorato alla massima potenza, e in tal senso è rapidamente confrontabile con le centrali a combustibili fossili, in grado di operare per oltre il 75% del tempo alla potenza massima, contro valori che vanno dal 15% per il fotovoltaico, al 25-40% per l'eolico, essendo riferite le percentuali più elevate alle turbine offshore.

Per il calcolo dell'energia si è fatto riferimento alle statistiche giornaliere Terna per i mesi da Agosto 2012 a Luglio 2013, moltiplicando i valori (orari) per un coefficiente esprime la variazione nella potenza installata prendendo come riferimento di partenza il mese di Luglio. Per gli anni 2011 e 2012 sono stati usati i valori pubblicati dal GSE, pari a 6936 MW e 8119 MW per l'eolico, e 12 773 MW e 16 420 MW per il fotovoltaico; per il 2013 si sono ipotizzati i valori di 8700 MW e 18 200 MW realizzati per l'eolico a fine anno, ma per il fotovoltaico a Luglio, poiché il termine degli incentivi legati al V conto energia (in Giugno) ha provocato un sostanziale arresto nelle installazioni. La domanda nel 2012 (comprensiva di perdite di rete ed energia richiesta per i pompaggi) risulta essere di 328.2 TWh [16], e la frazione prodotta da eolico e fotovoltaico è pari al 4.30% e 5.03% rispettivamente.

Capitolo 2

La rete e il mercato elettrico in Italia

Il modello di produzione dell'energia elettrica che si è affermato storicamente è di tipo centralizzato, costituito da una serie di impianti collegati tra di loro e ai centri di consumo da una rete di trasporto e interconnessione a 380 kV, avente lo scopo di garantire la sicurezza del sistema e la minima perdita di energia; questa rete ad alta tensione è collegata tramite centrali di trasformazione a quelle di distribuzione primaria e secondaria a media tensione, per poi arrivare a quella a bassa tensione che è di tipo diramato e porta ai piccoli utilizzatori finali.

La rete italiana fa parte di quella più ampia che include gli stati aderenti allo European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), ente che riunisce 42 TSO dell'Europa continentale; gli scambi con l'estero avvengono tramite linee transfrontaliere dedicate e rappresentano globalmente su base annua un import di energia con una percentuale non trascurabile rispetto alla produzione nazionale: nel 2013 circa il 13% della richiesta delle utenze è stata soddisfatta da produttori esteri. Per il presente lavoro si è immaginato per semplicità che tali scambi non esistano, e la produzione variabile da fonti rinnovabili debba quindi essere bilanciata internamente; questa assunzione è giustificabile immaginando che in prospettiva ogni paese raggiunga una quantità installata di rinnovabili tale da impedire il trasferimento di surplus o deficit fra nazioni confinanti.

L'abbandono della gestione monopolistica del sistema elettrico in Italia è iniziata nel 1992 con la privatizzazione di ENEL, e proseguita nel 1999 con l'attuazione della direttiva europea 96/92/CE; la sua gestione economica è affidata al Gestore del Sistema Elettrico (GSE), mentre il gestore del Mercato Elettrico (GME) si occupa della

borsa elettrica, il luogo ove si incontrano le offerte dei produttori e le domande degli utilizzatori. Ogni produttore con impianto avente potenza superiore ai 10 MV A ha facoltà di partecipare all'asta su base oraria del Mercato del Giorno Prima (MGP); in modo analogo, gli utilizzatori (grossisti, l'Acquirente Unico o singoli clienti idonei accreditati) possono eseguire offerte d'acquisto. Per ogni ora di un particolare giorno un produttore sceglierà di vendere tranches di energia a prezzi da lui stabiliti, in genere crescenti al crescere della potenza impiegata; dall'unione di tutte le offerte si realizza una graduatoria di merito, che è costituita da una curva dei prezzi in funzione della potenza totale immessa in rete, e incrociando tale curva con quella della domanda il GME è in grado di trovare il punto di equilibrio e fissare, per ogni ora, il prezzo che sarà pagato a tutti i produttori (metodo del System Marginal Price, SMP, anche detto market clearing price). La seduta del MGP si apre alle ore 08.00 del nono giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 09.15 del giorno precedente il giorno di consegna. Una volta chiuso il MGP è possibile modificare i programmi di produzione per problemi di dispacciamento (ad esempio per avvenuta indisponibilità di un impianto) sul Mercato Infragiornaliero (MI) che si articola su 4 sessioni successive; i volumi di scambio sono nettamente inferiori a quelli che si realizzano sul MGP.

L'approvvigionamento della riserva necessaria a garantire la sicurezza del sistema e a verificare l'assenza previsionale di congestioni intrazonali è eseguito da Terna S.p.A. sul Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD), e si articola in due fasi: la prima stabilisce la programmazione e si divide in 3 sottofasi successive, con inizio alle 15.10 del giorno antecedente la consegna (MSD ex-ante), la seconda termina a ridosso della consegna effettiva e include 5 sessioni; il pagamento dei corrispettivi su questi due mercati si basa sul prezzo realmente offerto (pay as bid), ma solo quando l'energia sia realmente erogata. Le offerte sul MSD sono obbligatorie per tutti i gruppi al di sopra dei 10 MV A per la potenza (rotante o fredda) non venduta sui mercati dell'energia.

2.1 Caratterizzazione degli impianti di generazione

In questo lavoro l'obiettivo è quello arrivare ad un compromesso fra la rappresentazione del parco generatori e i tempi di calcolo: i tempi di risoluzione del modello aumentano in modo non lineare al crescere di impianti da ottimizzare, e d'altra parte se la potenza complessiva richiesta è troppo ridotta rispetto alla dimensione del generatore più rilevante la soluzione può risultare distorta rispetto al sistema reale. Si è scelto quindi di considerare una richiesta oraria pari ad un quarto di quella effettiva così come riporta-

ta nei dati di Terna, e di ridurre in proporzione il numero di impianti reperibile nelle statistiche annuali [16] alle pagine 60-61 (dati riferiti alla sola produzione di energia elettrica, riportati per sezioni) come riportato nella tabella 2.1.

Tipo di centrale	Potenza [MW]	Esistenti		Modello	
		N. sezioni	P totale [MW]	N. sezioni	P [MW]
Turbogas	$P < 25$	50	140		
	$25 < P < 50$	6	186		
	$50 < P < 100$	19	1966	6	80
	$100 < P < 200$	4	493	1	150
Vapore a condensazione	$P < 25$	66	535		
	$25 < P < 50$	6	226		
	$50 < P < 100$	14	985	5	70
	$100 < P < 200$	20	3177	5	160
	$200 < P < 500$	28	8880	8	320
	$P > 500$	12	7860	3	650
Ciclo combinato	$P < 25$	14	91		
	$25 < P < 50$	4	150		
	$50 < P < 100$	3	178		
	$100 < P < 200$	1	115	2	120
	$200 < P < 500$	38	14608	10	400
	$P > 500$	14	11345	3	850
Ripotenziare	$200 < P < 500$	4	1737	1	400
	$P > 500$	4	3580	1	850
	Totale	307	55952	45	14170

Tabella 2.1: confronto fra generatori esistenti e modellati

Gli impianti rappresentati nel modello sono in totale 45, un numero decisamente inferiore ai teorici 77, poichè sono stati trascurati tutti quelli di potenza inferiore ai 50 MW bilanciandoli con le unità di taglia maggiore; tenendo conto che le centrali ripotenziare sono a ciclo combinato, la suddivisione scelta rispetta anche le percentuali relative riferite alla potenza installata e indicate in tabella 2.2.

Tipo di centrale	Esistenti		Modello	
	P [MW]	%	P [MW]	%
Turbogas	2485	4.4	630	4.4
Vapore a condensazione	21663	38.7	5500	38.8
Ciclo combinato	31804	56.8	8040	56.7

Tabella 2.2: percentuali di potenza installata

Le caratteristiche degli impianti sono state inserite in modo da risultare compatibili con quanto reperibile in letteratura [14, 15, 17, 18], in particolare per quanto riguarda gli intervalli minimi di funzionamento online e offline, i tempi di accensione e spegnimento e i gradienti di carico; gli impianti più recenti offrono una flessibilità molto maggiore rispetto a quelli operativi già da alcuni lustri, ma per semplificare si sono seguiti alcuni principi:

- i minimi operativi sono circa il 35% della potenza massima per gli impianti a ciclo Rankine, il 40% per le turbogas e i cicli combinati, questi ultimi in realtà molto variabili a seconda del tipo di configurazione dell'impianto, cioè al numero di sezioni a gas e a vapore (attualmente si raggiungono rispettivamente il 25%, il 30% e il 25%);
- detta P_{max} la potenza massima erogabile, i gradienti massimi a salire e a scendere sono circa $P_{max}/100$ per le turbine a vapore, $P_{max}/10$ per le turbine a gas e $P_{max}/20$ per i cicli combinati, valori che vengono leggermente diminuiti se la centrale opera in modo automatico;
- per i generatori a vapore la riserva terziaria calda fornibile a salire è pari al gradiente in funzionamento automatico moltiplicato per 15 minuti, la riserva terziaria negativa è il 20% della P_{max} ;
- per le turbine a gas la riserva terziaria rotante e negativa sono date da $P_{max} - P_{min}$, la terziaria fredda è l'intera P_{max} ;
- i tempi minimi online vanno dalle 3 alle 6 ore per generatori a vapore, per i cicli combinati sono sempre 4 ore indipendentemente dalla dimensione della centrale;
- i costi di avvio aumentano al crescere della taglia dell'impianto e del numero di ore di fermo antecedenti l'accensione (solitamente si rappresentano con una funzione di tipo esponenziale, $c = c_{\infty}(1 - e^{-t/T}) + c_0$), mentre i costi marginali decrescono con l'aumentare della potenza di targa.

2.2 La determinazione della riserva

La continua necessità di equilibrio fra potenza richiesta ed erogata e l'incertezza insita nella domanda e nell'offerta (anche in assenza di produzione da fonti rinnovabili, basti pensare a guasti) comporta che il gestore della rete di trasmissione abbia l'obbligo di

garantire una adeguata riserva, intesa come capacità produttiva da rendersi disponibile in tempi più o meno rapidi, in grado di ripristinare e mantenere entro limiti prestabiliti i valori di due grandezze fondamentali: frequenza e tensione. Le unità di produzione quindi possono - e in alcuni casi devono obbligatoriamente - offrire dei servizi ancillari: regolazione della frequenza, della tensione e black start (capacità di erogare potenza senza che l'impianto sia alimentato in parte dalla rete elettrica, fondamentale in caso di black-out del sistema).

In base al principio di conservazione dell'energia, uno squilibrio fra domanda e offerta si ripercuote inizialmente sull'energia cinetica del sistema (inteso come insieme di generatori e macchine rotanti collegate) portando ad una variazione nella velocità angolare degli alternatori e quindi della frequenza di rete; deviazioni dal valore stabilito per la tensione sono invece collegate alla potenza reattiva e vanno controllate localmente, per cui d'ora in poi si tratterà l'allocazione della riserva facendo riferimento alla sola componente attiva.

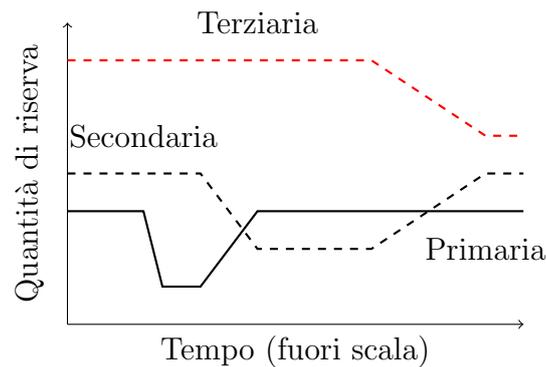


Figura 2.1: Andamento delle riserve in caso di perdita di un generatore.

E' possibile classificare le riserve seguendo un criterio di rapidità di intervento, ovvero come primarie, secondarie e terziarie; di frequenza di utilizzo; in base al verso di produzione (a salire oppure a scendere); oppure ancora considerando se l'attivazione avvenga in modo automatico o manuale. Il riferimento per l'Italia è dato dal codice di rete Terna [19] - a sua volta basato sulla normativa europea stabilita dallo ENTSO-E - che prevede la suddivisione sulla base del primo metodo elencato.

Riserva primaria

La riserva primaria è un servizio obbligatorio reso dalle unità di produzione ed entra in funzione in modo automatico secondo gli ordini impartiti dal governatore al variare

della frequenza, imponendo al generatore di erogare una potenza P_{reale} distinta dalla P_{prog} prevista in condizioni normali secondo la seguente equazione

$$P_{reale} - P_{prog} = -\frac{(f_{reale} - f_{prog})}{50} \cdot \frac{P_{eff}}{\sigma_P} \cdot 100 \quad (2.2.1)$$

dove P_{eff} è la potenza efficiente dell'unità e σ_P il grado di statismo impostato, pari al 4% per impianti idroelettrici e 5% per quelli termoelettrici ¹. In condizioni normali la frequenza di rete è pari a 50 Hz, e la riserva primaria non viene impiegata fino a quando non si esce dall'intervallo $49.98 \div 50.02$ Hz, essendo ammessi 10 mHz di banda morta e ulteriori 10 mHz di errore di misurazione; fra i ± 20 mHz e i ± 200 mHz il generatore deve rendere disponibile la banda di riserva primaria in proporzione lineare allo scostamento dalla frequenza di riferimento. Lo scopo della riserva primaria è quello di avere a disposizione in tempi ridotti (al massimo 30 s) una potenza in grado di sopperire all'improvviso e contemporaneo guasto di due grosse unità di produzione collegate alla rete per 3000 MW totali; in base al *principio di solidarietà* ogni paese è tenuto a rendere disponibile una quantità di riserva primaria proporzionale al rapporto fra la potenza erogata nel paese e quella complessiva europea: per l'Italia si tratta di 321 MW.

La presenza di una elevata percentuale di generazione di tipo distribuito sulla rete non varia le necessità di riserva primaria poiché la taglia media di un generatore è relativamente piccola per l'eolico, e nel caso si consideri la linea di trasmissione di un intero parco o di un grosso impianto fotovoltaico il problema non è specifico delle fonti rinnovabili ma della topologia della rete; per questo motivo e in ragione della ridotta quantità di potenza che il nostro paese deve tenere a disposizione, si è deciso di semplificare il modello di calcolo trascurando la riserva primaria.

Riserva secondaria

I meccanismi di controllo automatico che intervengono in caso di evento contingente sono in grado di stabilizzare rapidamente la frequenza di rete, ma ad un valore inferiore a quello previsto dagli standard prefissati ²; su una scala temporale dell'ordine della decina dei minuti è necessario riportare la frequenza all'interno dei limiti stabiliti - e contemporaneamente rendere nuovamente disponibile la riserva primaria per nuove eventualità - tramite l'impiego della riserva secondaria.

¹Un maggiore statismo indica che l'unità ammette una minore velocità di regolazione per l'impianto.

²Si suppone in questo caso che l'evento sia rappresentato da un calo improvviso nella produzione.

Il principio alla base della sua attivazione consiste nel mantenere costante all'interno di un'area (solitamente rappresentata dai confini nazionali) la differenza fra offerta e domanda tramite l'analisi dei flussi transfrontalieri, che devono rimanere identici alle quantità prefissate. La riserva viene impiegata sulla base di un segnale di livello elaborato da un regolatore di rete centralizzato che invia ordini alle unità resesi disponibili alla regolazione secondaria; una discrepanza ΔP_s fra la potenza realmente prodotta e la domanda prevista all'interno dei confini nazionali dà origine ad un errore di rete ϵ_r che deve essere mantenuto prossimo a zero.

$$\epsilon_r = K_{rs} \cdot (f_{reale} - f_{prog}) + P_{reale} - P_{prog} = K_{rs} \cdot \Delta f + \Delta P_s \quad (2.2.2)$$

La quantità K_{rs} si misura in MW Hz^{-1} e viene detta coefficiente di partecipazione del sistema elettrico; il suo valore viene fissato annualmente dall'ENTSO-E. Se si immagina di scrivere la 2.2.2 per ogni paese, e nell'ipotesi che il valore della frequenza reale rimanga lo stesso ovunque, poiché la somma su tutti i paesi dei flussi in entrata e uscita è nulla si ottiene che quando l'errore in ogni area è nullo il controllo secondario assicura il mantenimento della prevista frequenza di rete.

L'ammontare di riserva secondaria può essere calcolato su base empirica o probabilistica: nel primo caso si ha una quantità minima prescritta, funzione del carico massimo L_{max} , data dall'espressione

$$R = \sqrt{a \cdot L_{max} + b^2} - b \quad (2.2.3)$$

essendo $a = 10 \text{ MW}$ e $b = 150 \text{ MW}$; i valori forniti dalla 2.2.3 sono in buon accordo con quelli riportati da Terna. Mentre la riserva primaria ha il solo compito di intervenire per eventi straordinari (sebbene poi in realtà venga in parte usata per le correzioni anche in situazioni ordinarie), quella secondaria ha anche il compito di fungere da regolazione per compensare gli errori previsionali nella produzione e nel consumo. Secondo la maggior parte degli studi pubblicati - basati però esclusivamente su impianti eolici - non ci dovrebbe essere necessità di un aumento nell'ammontare della riserva secondaria [20] per penetrazioni fino al 25%, limite che in questa tesi non viene raggiunto.

Riserva terziaria

La riserva terziaria, a differenza delle due descritte precedentemente, viene attivata solo su richiesta del gestore della rete di trasmissione; il suo scopo è da un lato ripristinare in

tempi rapidi la quantità di riserva secondaria prevista dalle normative, dall'altro quello di ovviare a scostamenti nella produzione rispetto alle previsioni, sia per l'intrinseca variabilità della fonte sia per la possibilità di guasti.

Poiché la programmazione delle unità avviene solitamente con un anticipo che va dalle 12 alle 36 ore rispetto all'istante della consegna (in Italia gli esiti del mercato del giorno prima sono noti alle 10.45 di mattina e il mercato per il servizio di dispacciamento inizia alle 15.10 e termina alle 16.40), la riserva terziaria è quella che maggiormente risente dell'introduzione di fonti rinnovabili; al momento non esistono formule suggerite dal ENTSO-E, e ad ogni singolo gestore di rete è lasciata la responsabilità di garantire la presenza di un'adeguata potenza.

Da un punto di vista teorico è possibile definire il fabbisogno di riserva terziaria secondo tre approcci [21].

- Deterministico, nel quale si sommano le potenze necessarie a proteggere il sistema da gravi eventi senza alcun riferimento alla loro probabilità di accadimento: ad esempio il guasto di una centrale e il massimo errore previsionale dovuto alla generazione distribuita. Questo metodo sovrastima la necessità di riserva non essendoci correlazione fra gli eventi considerati, con ripercussioni sui costi.
- Statistico, partendo dall'individuazione di una opportuna funzione di probabilità per l'errore commesso nelle previsioni (solitamente si ipotizza di tipo gaussiano) sia dal lato produzione sia dal lato domanda; poiché gli errori sono indipendenti è possibile calcolare la varianza totale come somma delle singole varianze. La riserva si fissa moltiplicando per un coefficiente n la varianza totale, ottenendo il metodo detto *n-sigma*. In base alle proprietà della funzione gaussiana porre $n = 3$ equivale a coprire il 99.74% dei casi, cioè una riserva che si rivela insufficiente per circa 24 h all'anno, mentre per $n = 3.5$ il numero di ore si riduce a 4.
- Probabilistico, basato sulla sovrapposizione delle densità di distribuzione delle probabilità (convoluzione); con questo metodo è possibile considerare i guasti agli impianti oltre agli errori nelle previsioni per i carichi e per la generazione, e individuare delle curve che forniscano la quantità di riserva necessaria per non superare un prefissato rischio (e quindi anche un costo, eventualmente considerando il valore dei carichi non serviti [22]).

Terna prevede [23]:

- una riserva pronta a salire, anche detta rotante o calda, disponibile entro 15 minuti dalla richiesta, che serve al ripristino della riserva secondaria e a rispondere

a ritardi o anticipi nella domanda elettrica, in particolare durante le rampe di carico;

- una riserva di sostituzione a salire, o fredda, attivabile entro un'ora e dipendente dalla variabilità nella produzione da fonti rinnovabili e dalla indisponibilità di unità termoelettriche, valutata al livello di probabilità del 99.7%;
- una riserva a scendere, funzione ancora della variabilità nella produzione da fonti rinnovabili e dell'indisponibilità della più potente unità idroelettrica di pompaggio, anch'essa valutata al livello di probabilità del 99.7%.

In questo lavoro verrà impiegato un criterio statistico, ignorando quindi eventuali guasti alle centrali, e ipotizzando che la previsione della domanda sia perfetta. Dette P_{WI} e P_{PV} le potenze previste per una certa ora da impianti eolici e fotovoltaici, e σ_{WI} e σ_{PV} le deviazioni standard nelle previsioni espresse in percentuale sulla media, rispettivamente, il livello di riserva terziaria totale da garantire sarà

$$R_3 = 3 \cdot \sqrt{P_{WI}\sigma_{WI}^2 + P_{PV}\sigma_{PV}^2} \quad (2.2.4)$$

Il valore della deviazione standard per l'eolico ricavato direttamente dall'analisi dei dati Terna vale il 18% (si veda anche 3.4), ed è in buon accordo con la letteratura. Per il fotovoltaico esistono pochi studi basati su analisi almeno regionali e con orizzonte temporale delle 24-48 h [24]: i risultati migliori indicano deviazioni standard relativamente basse, attorno al 5% [25], tuttavia nel modello presentato si ipotizzeranno valori leggermente più elevati in via cautelativa. In definitiva l'applicazione della 2.2.4 in un'ora che veda ad esempio delle produzioni $P_{WI} = 2000$ MW e $P_{PV} = 4000$ MW porta a dover garantire tramite lo unit commitment una potenza $R_3 = \pm 1368$ MW solo per effetto della aleatorietà delle fonti.

La suddivisione in riserva fredda e calda dovrebbe considerare sia gli aspetti economici, sia quelli probabilistici legati alla necessità di dover disporre in tempi più o meno rapidi di una potenza a salire o scendere in una particolare ora. La riserva calda obbliga a parzializzare la potenza erogata da una centrale e comporta penalità di rendimento; d'altra parte garantire la potenza tramite riserva fredda implica costi di accensione e spegnimento e solitamente costi operativi maggiori. In generale quindi la ripartizione sarà un compromesso che tenga conto della probabilità di eventi rari in grado di minare la sicurezza del sistema; poiché l'argomento è al di là degli obiettivi del presente lavoro, una scelta ragionevole pare quella di predisporre per la riserva a

salire un rapporto tra fredda e calda pari a $1/2$, tenendo conto che una sottostima della produzione da fonti rinnovabili è potenzialmente più grave per il sistema rispetto ad una sovrastima.

Capitolo 3

Il modello di calcolo

Il modello sviluppato risponde ad una logica economica di ottimizzazione dei costi: si immagina di simulare le operazioni di un ente che ha dapprima l'obbligo di scegliere quali impianti avviare per soddisfare la domanda del giorno successivo, e poi cerca il miglior dispacciamento fra i generatori in funzione nell'ora immediatamente a ridosso della consegna dell'elettricità. Questa scelta vuole riprodurre da una parte in modo semplificato il funzionamento del mercato del giorno prima, che in realtà è un'asta a libera partecipazione dove i produttori offrono dei pacchetti di energia a un prezzo da loro stabilito, e quello del mercato dei servizi di dispacciamento, nel quale l'operatore della rete di trasmissione si approvvigiona delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema; e dall'altra cerca di rappresentare gli effetti dell'aleatorietà della domanda netta di potenza che dovrebbe diventare il fattore di maggior peso nel dimensionamento delle riserve da garantire nei vari istanti della giornata al crescere della penetrazione di fonti rinnovabili.

Alla base del modello si trova quindi la costruzione di un particolare schema per la soluzione del problema dello unit commitment, costruito sulla base della letteratura più recente, e usato per una rete di dimensione reale costituita da 45 generatori che ha come riferimento quella italiana: viene minimizzato il costo operativo per la fornitura di potenza e di riserva assumendo di conoscere perfettamente i costi di ciascun impianto e con un orizzonte temporale di 24 ore. I dati tecnici (gradienti di carico, tempi minimi di funzionamento) ed economici (costi operativi di funzionamento e di avvio e arresto) sono stati inseriti sulla base della letteratura esistente.

Ottenuto il programma di produzione per ciascun generatore, il loro dispaccio reale è funzione del particolare scenario di produzione da impianti a fonti rinnovabili che si verifichi; per valutare le emissioni è necessario pertanto fare riferimento non ad

una domanda media, ma ad una media delle domande che risulteranno di ora in ora superiori o inferiori a quanto previsto il giorno prima: una breve analisi statistica basata sui dati forniti da Terna permette di riprodurre scenari casuali che mantengono le caratteristiche originali delle serie di dati, in particolare per quanto riguarda la persistenza

Una volta note le potenze erogate in ogni ora e i rendimenti degli impianti è possibile procedere con il calcolo delle emissioni, che viene ripetuto in situazioni diverse: in assenza di rinnovabili, con rinnovabili previste in modo perfetto e infine in una situazione reale a diverse percentuali di penetrazione sulla rete elettrica.

3.1 Il problema dello unit commitment

L'andamento della domanda di energia elettrica presenta variabilità di tipo giornaliero, settimanale e annuale sovrapposte a eventuali tendenze di lungo termine, per cui è necessario che la produzione degli impianti sia continuamente in equilibrio con le richieste della rete, ovvero che venga soddisfatta la seguente equazione

$$\sum_{i=1}^n P_{G,i} = P_D^{totale} + P_{loss} \quad (3.1.1)$$

nella quale $P_{G,i}$ rappresenta le potenze erogate e sono state evidenziate le perdite P_{loss} lungo le linee di trasmissione e distribuzione che però d'ora in poi non verranno più considerate separatamente, supponendo che il termine P_D^{totale} ne tenga implicitamente conto. Nasce quindi la necessità di modulare la produzione delle unità, problema noto come Economic Dispatch (ED), nel quale l'obiettivo è quello di minimizzare i costi di produzione per un parco di generatori che siano costantemente in funzione. La risoluzione dell'ED in genere prende in considerazione i limiti di potenza entro i quali gli impianti possono operare, i gradienti a salire e scendere, eventuali zone proibite dovute alla presenza di valvole di regolazione e i limiti di potenza trasmissibile su ciascuna linea della rete, e per il quale esiste una nutrita serie di metodi risolutivi [26]. Lo Unit Commitment (UC) aggiunge all'insieme di situazioni elencate quella che le unità possano essere accese o spente, rendendo la ricerca della soluzione molto più complicata quando il numero di generatori sia rilevante poiché vanno considerati costi di avvio (variabili a seconda del numero di ore per le quali l'impianto è rimasto inattivo), costi di arresto e limiti sul numero di ore minimo che ogni generatore può trascorrere negli stati on e off.

Se il regime in vigore è monopolistico, il problema dello UC massimizza una funzione di benessere (social welfare) prendendo come riferimento un prezzo dell'elettricità imposto a livello centrale che in teoria è sufficiente a ripagare i costi di produzione di ciascuna unità soddisfacendo contemporaneamente i vincoli imposti dalla domanda; in mercati liberalizzati l'obiettivo diventa invece per ciascun produttore quello di massimizzare i profitti, non necessariamente coincidente con la minimizzazione dei costi¹, rispetto ad un prezzo che si forma liberamente dall'intersezione fra le curve di domanda e offerta di energia elettrica all'interno di una borsa [27]. L'intervallo di analisi nel quale si ricerca la soluzione ottimale è generalmente limitato alle 24/72 ore, sia per motivi di complessità computazionale sia per il degrado delle stime riguardanti domanda e prezzi troppo distanti nel futuro.

In questa tesi lo scopo del modello di calcolo è quello di rappresentare in modo approssimato ma sufficientemente realistico le dinamiche di mercato che portano al dispacciamento, assumendo come punto di vista quello del gestore della rete di trasmissione (monopolista) che è responsabile della sicurezza del sistema elettrico; si ipotizza quindi di minimizzare la somma dei costi dovuti alla generazione e al servizio di riserva [18]. Il risultato ottenuto è rappresentativo della situazione che si realizza alla chiusura del mercato del giorno prima (day-ahead market), con una domanda stimata per l'intervallo orario 0-24 del giorno successivo che è perfettamente soddisfatta dalle unità in esercizio e una riserva distribuita su vari generatori in grado di coprire le incertezze previsionali.

Si identificano per comodità d'ora in poi con la numerazione 1, 2 e 3 rispettivamente: centrali a carbone (o comunque basate su un ciclo Rankine), centrali a turbogas e centrali a ciclo combinato.

Cenni sulla programmazione lineare e su GAMS

Fra i vari metodi disponibili per la soluzione del problema del dispacciamento si è scelta la programmazione lineare (Linear Programming, LP), e in particolare quella di tipo misto intero o binario (Mixed integer Linear Programming, MILP). Questo approccio è quello oggi principalmente adottato dagli operatori della rete di trasmissione nazionale (Transmission System Operators, TSO) sia per ottenere il prezzo di equilibrio sul mercato del giorno prima sia per apportare le modifiche al programma prestabilito in tempo reale, grazie ai miglioramenti offerti dalle librerie software commerciali negli ultimi anni.

¹Se il ricavo cresce più velocemente dei costi ne consegue che il profitto per il produttore aumenta.

Un problema lineare si esprime nella forma standard con le equazioni sottostanti. Minimizzare la funzione

$$Z = \mathbf{c}^T \mathbf{x} \quad (3.1.2)$$

soggetta ai vincoli

$$\begin{cases} \mathbf{A}\mathbf{x} = \mathbf{b} \\ \mathbf{x} \geq 0 \end{cases} \quad (3.1.3)$$

essendo $\mathbf{c}^T \in \mathbb{R}^n$ un vettore che indica i costi, $\mathbf{b} \in \mathbb{R}^m$ un vettore con componenti non negative e \mathbf{A} una matrice $m \times n$; tipicamente $n \gg m$, cioè il numero di variabili risulta molto superiore al numero di equazioni che esprimono i vincoli; qualunque problema può essere riportato alla forma standard, eventualmente tramite l'introduzione di variabili ausiliarie.

In molti casi pratici alcune delle variabili possono assumere solamente valori interi perché rappresentano quantità minime indivisibili (ad esempio un numero di persone o le vittorie di una squadra in un campionato), e un caso di particolare interesse si ha quando i valori delle variabili sono limitati a due numeri, 1 e 0, e i vincoli possono quindi essere interpretati come legami fra proposizioni logiche del tipo vero/falso [28]; alcuni esempi riferiti al modello esame di studio possono servire a chiarire la versatilità di questo metodo.

Un generatore può essere solamente acceso o spento, quindi è naturale impiegare una variabile binaria u per descrivere in ogni ora il suo stato. Si supponga ora di avere due generatori, 1 e 2, e di voler imporre la condizione secondo la quale il secondo può essere in funzione solo se lo è anche il primo; dal punto di vista logico la proposizione si enuncia come 'B implica A', dove B è 'Il generatore 2 è in funzione' (una proposizione che risulta vera quando $u_2 = 1$) e A 'Il generatore 1 è in funzione', ed è facile verificare che il vincolo si può tradurre con la disuguaglianza

$$u_2 \leq u_1$$

infatti il generatore 2 può essere acceso solo se anche la variabile u_1 assume il valore 1. Un vincolo che prenda in considerazione la negazione di una proposizione si esprime nello stesso modo: è sufficiente osservare che l'affermazione 'Il generatore 2 *non* è in funzione' (non-B) può scriversi come $1 - u_2$, e di conseguenza una frase come 'Se il

generatore 1 è acceso allora 2 è spento' diventa

$$u_1 \leq 1 - u_2, \quad u_1 + u_2 \leq 1$$

Le possibilità di impiego delle variabili binarie sono numerose [29]; nel modello presentato in questa tesi sono usate, oltre che per la logica di accensione e spegnimento delle unità, anche per linearizzare le curve dei costi per le centrali a ciclo combinato che presentano un andamento non convesso.

La risoluzione di modelli di tipo MILP è molto più difficile di quella del problema lineare dal quale derivano, per il quale un algoritmo base per la ricerca dell'ottimo è quello del simplesso e successive modifiche: una soluzione che soddisfi i vincoli di integralità può trovarsi molto distante da quella ottimale del problema lineare rilassato, per cui sono stati ideati metodi specifici come il branch and bound e i Gomory cuts.

Il software usato è GAMS (General Algebraic Modeling System, versione 23.5.2), un ambiente di sviluppo fornito di interfaccia grafica e di una libreria di risolutori (fra i quali è stato scelto Cplex, versione 12.2.0.0) in grado di risolvere problemi di tipo lineare e non lineare, ampiamente usato nella letteratura esistente per questo tipo di problemi. Il linguaggio è di alto livello e consente di scrivere in modo conciso le equazioni che esprimono i vincoli: ad esempio si vedrà nella 3.1.17 che le unità sono in grado di fornire riserva secondaria solo quando sono già accese (una condizione logica già vista sopra), e questo deve valere per tutte le unità e per tutti gli intervalli temporali in esame, per un totale di centinaia di equazioni distinte. In GAMS ciò si traduce semplicemente nell'espressione

```
E400(JCOAL,KDAT(K)).. urescoal(JCOAL,K)=1=udispcoal(JCOAL,K);
```

dopo aver definito l'insieme dei generatori JCOAL, l'insieme degli intervalli orari KDAT(K) e le variabili binarie urescoal e udispcoal.

Equazioni dei vincoli termici

Per rappresentare lo stato di accensione e spegnimento di una centrale e i cambiamenti che avvengono negli intervalli temporali sono necessarie tre variabili binarie, secondo un'equazione che si trova in articoli pubblicati oltre cinquanta anni fa [30].

$$y_t - z_t = u_t - u_{t-1} \tag{3.1.4}$$

La variabile u_t riferita all'intervallo t assume il valore 1 quando questi è avviato, compreso il periodo di accensione (ma non quello di spegnimento), mentre è pari a 0 quando è spento (consumo nullo); y_t e z_t valgono sempre 0 tranne nel periodo t nel quale il generatore viene avviato oppure termina il processo di spegnimento, rispettivamente.

Considerando intervalli temporali orari, la 3.1.4 rappresenta una schematizzazione troppo rozza del reale funzionamento di un generatore - a meno che non si tratti di una turbina a gas - ma a partire da questa è comunque possibile utilizzare ulteriori variabili binarie e condizioni logiche per modellare in modo più realistico il tempo necessario per il riscaldamento e il raffreddamento dell'impianto durante i processi di accensione e spegnimento. Il metodo scelto nel presente lavoro si basa, con alcune modifiche, su quanto disponibile in letteratura [17] e consiste nel suddividere il periodo temporale nel quale $u_t = 1$ in tre sottointervalli non intersecantesi, rispettivamente per la fase di riscaldamento, di dispacciamento e di raffreddamento.

A tale scopo si definiscono tre tipi di avvio, caldo, tiepido e freddo, caratterizzati da tempi di fermo dell'impianto come indicato in tabella 3.1

Tipo di avvio	Periodo di fermo [h]	Costo di avvio [€]
	$T_k^l \leq T_k^{off} < \overline{T}_k^l$	
Caldo (Hot)	$0 \leq T_k^{off} < T_k^w$	SUC_k^h
Tiepido (Warm)	$T_k^w \leq T_k^{off} < T_k^c$	SUC_k^w
Freddo (Cold)	$T_k^c \leq T_k^{off} < T^-$	SUC_k^c

Tabella 3.1: modellazione dei tipi di avvio

Prendendo come riferimento un generatore k , un periodo t e un tipo di avvio l , la variabile y_{kt}^l assume valore 0 solo se nell'intervallo temporale $(t - \overline{T}_k^l, t - \underline{T}_k^l]$ non si è verificato un arresto, cioè se in tale intervallo la variabile z_k vale anch'essa zero; se in uno dei periodi invece si è verificato un arresto la variabile può valere 1.

$$y_{kt}^l \leq \sum_{\tau=t-\overline{T}_k^l+1}^{t-\underline{T}_k^l} z_{k\tau}, \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T}, \forall l \in \mathcal{L}, \text{dove } \tau \in \mathcal{T}^- \quad (3.1.5)$$

$$y_{kt} = \sum_{l \in \mathcal{L}} y_{kt}^l, \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.1.6)$$

La 3.1.5 rappresenta in forma compatta la condizione appena descritta, mentre la 3.1.6 garantisce che solo un tipo di avvio sia selezionabile nella risoluzione del modello. Poiché il tipo di avvio dipende da quanto è accaduto prima dell'istante nel quale

inizia l'ottimizzazione, la 3.1.5 è definita su un intervallo temporale che si estende nel passato su di un tempo \mathcal{T}^- in modo da coprire almeno il numero di ore necessarie per un raffreddamento completo delle unità.

Il riscaldamento inizia nell'istante in cui l'impianto si avvia e la sua durata è funzione del tipo di start-up. In questo intervallo di tempo la centrale di tipo 1 non eroga elettricità in rete nonostante la potenza (termica) spesa sia maggiore di zero, mentre per le centrali di tipo 3 si suppone un funzionamento costante al minimo della potenza operativa. Il costo del combustibile impiegato per portare in temperatura i componenti degli impianti si considera racchiuso nel termine SUC_i^l che comprende anche il deterioramento degli elementi sottoposti a stress termici.

$$u_{kt}^{heat,l} = \sum_{\tau=t-T_k^{heat,l}+1}^t y_{k\tau}^l, \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T}, \forall l \in \mathcal{L}, \text{dove } \tau \in \mathcal{T}^- \quad (3.1.7)$$

$$u_{kt}^{heat} = \sum_{l \in \mathcal{L}} u_{kt}^{heat,l}, \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.1.8)$$

L'equazione 3.1.7 assicura che in seguito ad un avvio di tipo l venga iniziato il corretto riscaldamento: se in un qualche istante τ la variabile $y_{k\tau}^l$ risulta diversa da zero, immaginando di spostarsi avanti nel tempo con gli istanti t si avrà che per tutto l'intervallo $(t - T_k^{heat,l} + 1, t]$ varrà anche la condizione $u_{kt}^{heat,l} = 1$; la 3.1.8 è simile alla 3.1.6 già vista e garantisce che verrà seguito solo il tipo di riscaldamento scelto.

La potenza si esprime con le due equazioni sottostanti.

$$p_{kt}^{heat} = \sum_{l \in \mathcal{L}} \sum_{\tau=t-T_k^{heat,l}+1}^t y_{k\tau}^l (t - \tau) \frac{P_k^{min}}{T_k^{heat,l}}, \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T}, \forall l \in \mathcal{L}, \text{dove } \tau \in \mathcal{T}^- \quad (3.1.9a)$$

$$p_{kt}^{heat} = \sum_{l \in \mathcal{L}} \sum_{\tau=t-T_k^{heat,l}+1}^t y_{k\tau}^l P_k^{min}, \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T}, \forall l \in \mathcal{L}, \text{dove } \tau \in \mathcal{T}^- \quad (3.1.9b)$$

Si noti che per generatori di tipo 1 (equazione 3.1.9a) si segue una rampa con incrementi orari regolari pari al rapporto fra la potenza minima del generatore in esame e il tempo che impiega a riscaldarsi (e quindi sono incrementi che variano al cambiare delle condizioni di start-up); inoltre nell'istante iniziale di avvio la potenza è pari a zero. Per i generatori di tipo 3 invece (equazione 3.1.9b) la potenza rimane costante e assume valore non nullo già nel primo intervallo orario. In entrambi i casi il

tempo di riscaldamento (durante il quale la variabile binaria $u_{kt}^{heat,l}$) è quello necessario a sincronizzare il generatore guidato dalla turbina a vapore.

Le equazioni dei vincoli durante la fase di raffreddamento sono simili a quelle appena viste.

$$u_{kt}^{cool} = \sum_{\tau=t+1}^{t+T_k^{cool}-1} z_{k\tau}, \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T}, \text{dove } \tau \in \mathcal{T}^+ \quad (3.1.10)$$

$$p_{kt}^{cool} = \sum_{\tau=t}^{t+T_k^{cool}-1} z_{k\tau} (t - \tau) \frac{P_k^{min}}{T_k^{cool}}, \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T}, \forall l \in \mathcal{L}, \text{dove } \tau \in \mathcal{T}^+ \quad (3.1.11)$$

Poichè la procedura di raffreddamento è unica non si trova l'indice l . La 3.1.10 assicura che a partire dall'istante precedente a quello in cui si registra l'arresto dell'impianto si verifichi un raffreddamento di durata pari a T_k^{cool} , mentre la 3.1.11 fissa la potenza imponendo un gradiente costante a scendere, e una potenza nulla quando $z_{k\tau} = 1$.

Le equazioni dalla 3.1.5 alla 3.1.11 vengono scritte solamente per generatori di tipo 1 e 3.

Equazioni per i tempi minimi di up/down time

Ogni generatore o classe di impianti deve rimanere in funzione - erogando potenza in rete, quindi escludendo i tempi di accensione di spegnimento - per un numero minimo di ore UT_i , e analogamente deve rimanere offline almeno DT_i ore.

$$\sum_{\tau=t-UT_i+1}^t y_{k\tau} \leq u_{kt}, \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T}, \text{dove } \tau \in \mathcal{T}^- \quad (3.1.12)$$

$$\sum_{\tau=t-DT_i+1}^t z_{k\tau} \leq 1 - u_{kt}, \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T}, \text{dove } \tau \in \mathcal{T}^- \quad (3.1.13)$$

Questa formulazione dei vincoli è molto compatta e differisce sostanzialmente da quella scelta in altri lavori [31, 32] basata comunque su tre variabili binarie, oppure su una solamente [33] al fine di rendere più rapida la ricerca del minimo; recenti test sembrano indicare che le 3.1.12 e 3.1.13 permettono di ottenere risultati migliori con gli attuali risolutori disponibili [34].

Equazioni per i vincoli logici di accensione e spegnimento

$$u_{kt} = u_{kt}^{heat} + u_{kt}^{disp} + u_{kt}^{cool}, \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.1.14)$$

$$y_{kt} - z_{kt} = u_{kt} - u_{k(t-1)}, \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.1.15)$$

$$y_{kt} + z_{kt} \leq 1, \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.1.16)$$

Gli stati di riscaldamento, disaccoppiamento e raffreddamento sono mutuamente escludenti: al massimo una fra le tre variabili u_{kt}^{heat} , u_{kt}^{disp} e u_{kt}^{cool} può essere diversa da zero in un intervallo t , e questa condizione logica si traduce nella 3.1.14.

L'equazione 3.1.15 è identica alla 3.1.4 ma scritta per un numero k di generatori.

Infine la 3.1.16 impedisce che una centrale possa essere contemporaneamente avviata e arrestata nella medesima ora.

Equazioni per i vincoli sulla potenza prodotta

Per descrivere i limiti di funzionamento dei generatori e la possibilità di fornire il servizio di riserva vanno posti i seguenti vincoli.

$$u_{kt}^{res} \leq u_{kt}^{disp}, \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.1.17)$$

$$0 \leq r_{kt}^{2,pos} \leq 15 \cdot RU_k^{res} \cdot u_{kt}^{res}, \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.1.18)$$

$$0 \leq r_{kt}^{2,neg} \leq 15 \cdot RD_k^{res} \cdot u_{kt}^{res}, \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.1.19)$$

$$0 \leq r_{kt}^{3,spin} \leq R3SP_k \cdot u_{kt}^{disp}, \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.1.20)$$

$$0 \leq r_{kt}^{3,neg} \leq R3NEG_k \cdot u_{kt}^{disp}, \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.1.21)$$

$$r_{kt}^{3,nosp} \leq R3NS_k \cdot u_{kt}^{nosp}, \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.1.22)$$

$$r_{kt}^{3,nosp} \geq P_k^{min} \cdot u_{kt}^{nosp}, \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.1.23)$$

$$u_{kt}^{nosp} \leq 1 - u_{kt}, \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.1.24)$$

$$p_{kt} - r_{kt}^{2,neg} - r_{kt}^{3,neg} \geq p_{kt}^{heat} + p_{kt}^{cool} + P_k^{min} \cdot u_{kt}^{disp}, \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.1.25)$$

$$p_{kt} + r_{kt}^{2,pos} \leq p_{kt}^{heat} + p_{kt}^{cool} + P_k^{max} \cdot u_{kt}^{disp}, \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.1.26)$$

$$p_{kt} + r_{kt}^{2,pos} + r_{kt}^{3,spin} \leq p_{kt}^{heat} + p_{kt}^{cool} + P_k^{max} \cdot u_{kt}^{disp} \\ + (P_k^{min} - P_k^{max}) \cdot z_{k(t+T_k^{cool})}, \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.1.27)$$

con $t + T_k^{cool} \in \mathcal{T}^+$.

L'equazione 3.1.17 indica che un generatore è in grado di fornire riserva solo se è già nella fase di dispacciamento, infatti se $u_{kt}^{disp} = 0$ il vincolo impone che anche $u_{kt}^{res} = 0$. Le equazioni 3.1.18, 3.1.19, 3.1.20 e 3.1.21 fissano i limiti per le riserve secondaria (a salire e a scendere), terziaria calda e terziaria negativa (a scendere), espressi nel primo caso come prodotto di un gradiente di riferimento tipico della centrale per l'intervallo temporale entro il quale la riserva viene resa disponibile (15 minuti per quella secondaria), oppure come costante; tali servizi possono essere offerti solamente negli intervalli temporali che vedono le centrali sincronizzate, per cui sono esclusi i periodi di riscaldamento e raffreddamento. La 3.1.22 e la 3.1.23 esprimono i limiti sulla riserva terziaria fredda, mentre la 3.1.24 vincola la fornitura di riserva fredda alle ore nelle quali il generatore è spento.

Le espressioni 3.1.25 e 3.1.26 pongono i limiti alla potenza in qualunque fase dell'impianto; poiché l'ultimo termine è moltiplicato per la variabile binaria che rappresenta lo stato di dispacciamento è immediato osservare che nelle fasi di riscaldamento e raffreddamento, quando $u_{kt}^{disp} = 0$, la potenza p_{kt} viene posta pari a quanto impongono le 3.1.9a o 3.1.9b e 3.1.11. Questo fatto semplifica in seguito la scrittura dell'espressione per il calcolo dei costi.

La 3.1.27 oltre a porre un limite alla potenza massima erogata in ogni istante assicura, tramite l'ultimo termine, che l'impianto eroghi nell'ultima ora di funzionamento una potenza pari a quella minima prima di iniziare la fase di raffreddamento.

Equazioni per i vincoli sui gradienti in riscaldamento e raffreddamento

Per esprimere i limiti entro i quali può variare la potenza erogata dall'impianto in due ore consecutive si impongono i seguenti vincoli.

$$p_{kt} - p_{k(t-1)} \leq 60 \cdot RU_k + N \cdot u_{kt}^{heat}, \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.1.28)$$

$$p_{k(t-1)} - p_{kt} \leq 60 \cdot RD_k + N \cdot (z_{kt} + u_{kt}^{cool}), \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.1.29)$$

Se la centrale non si trova in una fase di riscaldamento o raffreddamento valgono i vincoli sui gradienti validi per il funzionamento ordinario (l'ultimo termine della 3.1.28 e 3.1.29 risulta nullo); in caso contrario il vincolo va rilassato introducendo una quantità che renda sempre vera la diseuguaglianza tramite una costante N opportunamente scelta. La presenza del termine z_{kt} è necessaria perché l'arresto avviene nell'istante nel quale la variabile binaria u_{kt}^{cool} assume il valore 0.

Equazioni dei costi e ottimizzazione

Il problema dello unit commitment si può dire risolto quando si sia individuato il minimo dei costi per l'intero parco di generatori e sull'intervallo temporale considerato, tenendo conto anche dei vari tipi di riserva; la funzione obiettivo da minimizzare si esprime come

$$\text{Min} \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{k \in \mathcal{K}} [c_{kt}(p_{kt}) + \sum_{m \in \mathcal{M}} (\Lambda^m \cdot r_{it}^m)], \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.1.30)$$

I costi a primo termine si suddividono in quattro addendi secondo l'equazione sottoriportata

$$\begin{aligned} c_{kt}(p_{kt}) = & \sum_{l \in \mathcal{L}} SUC_k^l \cdot y_{kt}^l + SDC_k \cdot z_{kt} + NLC_k \cdot u_{kt}^{disp} \\ & + \sum_{f \in \mathcal{F}} C_{kf} \cdot b_{kft}, \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T} \end{aligned} \quad (3.1.31)$$

Il primo termine indica i costi di accensione dell'impianto, presenti solo se in un istante t si ha $y_{kt}^l = 1$ (si noti che la sommatoria è necessaria per tenere conto dei vari tipi di avvio ma in realtà rappresenta un unico valore in funzione della 3.1.6); in modo analogo i costi di arresto SDC_k vengono moltiplicati per la variabile binaria z_{kt} che indica lo spegnimento dell'impianto; la quantità NLC_k individua i costi a vuoto (no load) che vengono inseriti solo nella fase di dispaccio. Si considerano i costi di avvio e arresto comprensivi anche di quelli orari per il combustibile, ipotesi che prevede la conoscenza della traiettoria seguita durante il riscaldamento e il raffreddamento come effettivamente descritta dalle 3.1.9a e 3.1.11.

L'ultimo termine assume forme diverse a seconda del tipo di curva dei costi che viene scelta, a sua volta funzione del tipo di generatore come visto nel capitolo 1, per cui per generatori di tipo 1 e 2 varranno le

$$\sum_{f \in \mathcal{F}} b_{kft} = p_{kt} - p_{kt}^{heat} - p_{kt}^{cool}, \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.1.32)$$

$$0 \leq b_{kft} \leq B_{kf}, \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall f \in \mathcal{F}^i, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.1.33)$$

L'intervallo delle potenze ammissibili di un generatore k viene diviso in f tratti dalle quantità B_{kf} , note e fissate, ottenendo così gli estremi per linearizzare la curva

dei costi: in particolare per generatori di tipo 1 si sono scelti tre intervalli, e solamente due per i generatori di tipo 2; la 3.1.32 esprime l'uguaglianza delle potenze b_{kft} con la potenza complessiva erogata dall'impianto. Se i costi marginali sono crescenti (curva dei costi convessa) il processo di ottimizzazione seleziona automaticamente gli intervalli di potenza nell'ordine corretto, e non sono necessari ulteriori vincoli.

Per i generatori di tipo 3, che presentano costi marginali più bassi nel tratto intermedio della curva, questa procedura porterebbe il modello a far variare b_{kft} prima in questo intervallo e dopo negli altri due, con risultati assurdi. Bisogna quindi inserire due nuove variabili binarie (in generale ne serve un numero $n = f - 1$) e sostituire le 3.1.32 e 3.1.33 con le seguenti equazioni.

$$\sum_{f \in \mathcal{F}} b_{kft} = p_{kt} - p_{kt}^{cool}, \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.1.34)$$

$$w_{k1t} \cdot B_{k1} \leq b_{k1t} \leq B_{k1}, \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.1.35)$$

$$w_{k2t} \cdot (B_{k2} - B_{k1}) \leq b_{k2t} \leq w_{k1t} \cdot (B_{k2} - B_{k1}), \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.1.36)$$

$$0 \leq b_{k3t} \leq w_{k2t} \cdot (B_{k3} - B_{k2}), \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.1.37)$$

$$w_{k2t} \leq w_{k1t}, \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.1.38)$$

E' immediato notare che la presenza della 3.1.38 e le tre possibilità alle quali dà origine ($w_{k1t} = 0$, $w_{k2t} = 1$ oppure $w_{k1t} = 1$ e $w_{k2t} = 0$) descrivono esattamente le stesse relazioni della 3.1.33. Si noti inoltre che ora la potenza in fase di riscaldamento nella 3.1.32 non viene sottratta perché risulta erogata in rete, a differenza di quanto accade con di generatori di tipo 1.

I costi legati alla riserva sono di più difficile stima, poiché il pagamento non avviene per tutti gli operatori secondo il prezzo di equilibrio dell'energia che si realizza (system marginal price, SMP), bensì valorizzando le offerte al prezzo presentato sul mercato del dispacciamento (pay as bid) e solo in caso di effettiva movimentazione². Si è scelto per semplicità di fissare il prezzo dei tipi di riserva modellati come frazione dei costi variabili delle centrali [18]; in particolare si sono inseriti dei coefficienti moltiplicativi in modo che il modello selezioni per primi i generatori aventi gradienti potenziali maggiori per la riserva terziaria, mentre per quella secondaria non vengono fatte distinzioni.

²Si noti che la riserva primaria e secondaria attivate dai regolatori automatici vengono pagate al prezzo unico nazionale.

Equazioni sui vincoli di sistema

In ogni istante deve valere l'equivalenza fra la potenza erogata in rete dall'insieme dei generatori e la richiesta dell'utenza; inoltre vanno rispettati i vincoli sulle quantità di riserva divise nelle varie categorie.

$$\sum_{k \in \mathcal{K}} (p_{kt} - p_{kt}^{heat} - p_{kt}^{cool}) = D_t, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.1.39)$$

$$\sum_{k \in \mathcal{K}} r_{kt}^{2,pos} = R2P_t, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.1.40)$$

$$\sum_{k \in \mathcal{K}} r_{kt}^{2,neg} = R2N_t, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.1.41)$$

$$\sum_{k \in \mathcal{K}} r_{kt}^{3,spin} = R3SP_t, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.1.42)$$

$$\sum_{k \in \mathcal{K}} r_{kt}^{3,neg} = R3NEG_t, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.1.43)$$

$$\sum_{k \in \mathcal{K}} r_{kt}^{3,nosp} \geq R3NS_t, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.1.44)$$

La variabile p_{kt} risulta diversa da zero in ogni istante nel quale $u_{kt} = 1$, ma ai fini del bilancio nella 3.1.39 viene sottratta la potenza durante le fasi di accensione e spegnimento. Si noti che nella 3.1.44 viene imposta una disuguaglianza perché in alcune ore la riserva terziaria richiesta è inferiore alla potenza minima erogabile dal più piccolo dei generatori, e il sistema sarebbe quindi irrisolvibile.

3.2 Condizioni iniziali e continuità infragiornaliera

Il modello costruito è in grado di trovare una soluzione anche in assenza di condizioni iniziali. Nel caso si voglia imporre uno stato noto per alcuni - o tutti - i generatori è necessario assicurarsi che i vincoli aggiuntivi non portino ad un sistema irrisolvibile, ad esempio rendendo impossibile la fornitura di un tipo particolare di riserva oppure di potenza nelle ore a seguire quella iniziale; il modello è stato quindi ampiamente testato con un insieme di generatori ridotto in modo da garantire la correttezza e congruenza del comportamento.

Poiché le equazioni dei vincoli sono scritte in modo da limitare le variabili di interesse solo per un sottoinsieme del totale degli istanti definiti nel modello, a volte la ricerca del minimo costo può aggirare i limiti posti senza che questo infici la correttezza del risultato ma dando origine ad un output che può sembrare scorretto; è ad esempio

possibile che la potenza erogata dai generatori nell'ora antecedente l'inizio dell'ottimizzazione dei costi sia incompatibile con i limiti sulla P_{max} inseriti nei dati. Un altro caso particolare e potenzialmente più dannoso si verifica quando il modello arresta i generatori subito dopo la fine dell'intervallo in esame, fornendo una soluzione che scarica i costi di arresto sulle ore immediatamente seguenti la fine dell'ottimizzazione: corretta quindi nell'ottica di breve raggio, ma priva di senso in un utilizzo ripetuto su più giorni consecutivi. Per ovviare a questo problema sarebbe stato possibile modificare le equazioni in modo da accollare il costo dello spegnimento all'ora iniziale nella quale scatta la procedura di arresto, ma la necessità di garantire la continuità della soluzione applicando ripetutamente il modello a più giorni consecutivi ha portato ad una leggera modifica delle equazioni di vincolo.

Si è deciso di applicare il modello a 36 ore consecutive dell'intervallo in esame, 24 nel giorno D e 12 in $D + 1$, per garantire uno schema di accensioni e spegnimenti operativamente plausibile, tenendo poi ovviamente la sola soluzione riferita al giorno D ; nel passaggio da un intervallo orario al successivo vengono fornite al modello le condizioni iniziali consistenti nello stato dei generatori per le dieci ore antecedenti la mezzanotte, e le equazioni relative alla logica di accensione e spegnimento vengono estese a ritroso su tali ore; si utilizzano inoltre le potenze relative alle 12 ore del giorno successivo come valore di partenza per agevolare la ricerca di una soluzione (i valori possono comunque essere modificati da GAMS). Poiché la soluzione era accettabile alla mezzanotte fra D e $D + 1$, non c'è rischio di imbattersi in un sistema irrisolvibile (per le condizioni iniziali) cercando di ottimizzare su $D + 1$ e $D + 2$, ed è quindi possibile saldare fra di loro i risultati ottenuti. L'unico problema è quello relativo al primo giorno, che non dispone di condizioni iniziali, ma è possibile fare girare a vuoto il modello sulle prime 36 ore partendo dal giorno antecedente l'inizio dell'analisi vera e propria: nel caso specifico si tratta di un Martedì. In totale nei fogli di calcolo usati per le simulazioni si trovano i dati per 16 giorni: i 14 voluti, più quello iniziale per far partire la procedura, più quello finale per le ultime 12 ore.

In definitiva sono stati preparati due modelli: il primo, descritto in dettaglio nei paragrafi precedenti, in grado di partire in assenza di condizioni iniziali, e il secondo con alcuni indici delle sommatorie estesi al passato e impostato per la lettura dello stato antecedente dei generatori.

3.3 Ottimizzazione in fase di dispaccio

Una volta ricavato un programma di produzione per le unità si immagina che il TSO non possa più alterarlo fino all'ora immediatamente antecedente la consegna, nella quale è in grado di sciogliere completamente l'incertezza relativa alla produzione da fonti rinnovabili e può quindi dispacciare a minimo costo la potenza e la riserva secondaria sui generatori in funzione: si ipotizza quindi di non poter arrestare i generatori già in funzione, azione che comporterebbe comunque costi aggiuntivi e la necessità di risolvere nuovamente lo unit commitment, mentre è possibile avviare le unità a turbogas e a ciclo combinato (per la sola porzione relativa alla turbina a gas) purché si fossero dichiarate disponibili a fornire riserva terziaria non rotante per l'ora in esame.

Le equazioni da applicare sono identiche a quelle già viste nel caso dello unit commitment per quanto riguarda i costi, con la differenza che le somme sono estese solamente ai generatori considerando un'unica ora; i vincoli di sistema riguardano la potenza prodotta dai singoli generatori e il bilancio complessivo

$$p_k - r_k^{2,neg} \geq P_k^{min} \cdot u_k^{disp}, \quad \forall k \in \mathcal{K} \quad (3.3.1)$$

$$p_k + r_k^{2,pos} \leq P_k^{max} \cdot u_k^{disp}, \quad \forall k \in \mathcal{K} \quad (3.3.2)$$

$$\sum_{k \in \mathcal{K}} p_k - P + S = D, \quad \forall k \in \mathcal{K} \quad (3.3.3)$$

Le 3.3.1 e 3.3.2 sono sufficienti a vincolare la produzione dai generatori poiché nella fase di dispaccio orario sono già noti al programma i limiti superiori e inferiori di operatività, funzione della riserva stabilita il giorno prima; la riserva secondaria, gestita da sistemi di controllo automatico, deve essere sempre disponibile, mentre la terziaria può essere considerata nulla non essendoci più alcun dubbio sulla produzione e quindi non appare nelle equazioni.

Nella 3.3.3 appaiono due variabili aggiuntive, entrambe considerate positive e di tipo intero, P e S , che rappresentano rispettivamente la potenza assorbita dalle pompe o il carico non servito. La loro presenza è dovuta al fatto che la riserva terziaria è calcolata su base probabilistica, e quindi è possibile che in alcune ore di uno scenario i generatori non siano in grado di erogare sufficiente potenza oppure ne eroghino troppa; in entrambi i casi il sistema sarebbe irrisolvibile, e da qui la necessità computazionale di inserirle. La scelta di renderle variabili intere deriva dal dover impedire al programma

di minimizzare i costi nell'equazione relativa

$$\text{Min} \sum_{k \in \mathcal{K}} [c_k(p_k) + \Lambda^2 \cdot r_k^2] + \Lambda^p \cdot P + \Lambda^s \cdot S], \quad \forall k \in \mathcal{K} \quad (3.3.4)$$

inserendo solo delle piccole frazioni di potenza, fatto che potrebbe verificarsi anche utilizzando coefficienti Λ^p e Λ^s molto penalizzanti se le variabili fossero di tipo continuo.

3.4 La costruzione degli scenari

La produzione effettiva che si realizza nell'arco delle ventiquattro è solo una delle infinite possibili combinazioni che si possono presentare a partire dalla previsione e alle quali il TSO deve essere in grado di far fronte: per determinare l'impiego dei generatori e calcolare le emissioni è necessario pertanto riferirsi non ad una situazione media stimabile a priori, ma ad un insieme di scenari reali che devono replicare le caratteristiche della serie temporale dalla quale vengono generati.

Si considera inizialmente il caso degli impianti eolici. Un primo dato rilevante consiste nello scarto quadratico medio della previsione, in funzione del quale viene determinata la riserva; tale scarto è in genere diverso in ciascuna singola ora, ma per semplicità se ne considera il valore medio per l'intera giornata. Questa informazione non è sufficiente per generare uno scenario a partire dai valori orari previsti poiché esiste una chiara correlazione fra gli errori in ore consecutive, per cui si verificano interi periodi di più ore adiacenti caratterizzate da un eccesso o una carenza di produzione; le previsioni storiche valide per diversi orizzonti temporali possono essere usate per costruire una matrice di correlazione e generare poi una variabile casuale multidimensionale in grado di conservare la struttura di interdipendenza [35].

Si definiscono un errore $t + h | t$ relativo alla previsione eseguita al tempo t per l'ora $t + h$, e un vettore contenente i valori con gli errori sulla produzione P commessi nelle H ore precedenti all'ora t

$$\hat{e}_{t+h|t} = P_{t+h} - \hat{P}_{t+h|t}, \quad \forall t, h \quad (3.4.1)$$

$$\epsilon_t = [\hat{e}_{t|t-1}, \hat{e}_{t|t-2}, \dots, \hat{e}_{t|t-H}]^\top, \quad \forall t, h \quad (3.4.2)$$

In linea generale gli errori aumentano al passare del tempo e quindi i valori contenuti nel vettore ϵ_t sono crescenti; l'informazione sul loro legame reciproco è contenuto nella

matrice di covarianza

$$\boldsymbol{\Sigma}_t = (\epsilon_t \epsilon_t^\top) \quad (3.4.3)$$

La generazione di H numeri casuali correlati si ottiene partendo da una serie Z distribuita normalmente con media nulla e varianza unitaria, applicando la fattorizzazione di Cholesky in modo da ricavare $\mathbf{C} = \mathbf{L}\mathbf{L}^\top$, e calcolando poi il prodotto $\mathbf{X} = \mathbf{L}\mathbf{Z}$ che fornisce la serie temporale desiderata, costituita da una possibile realizzazione di errori previsionali nelle H ore successive all'istante t ; sommando gli errori così ricavati alla produzione $\hat{P}_{t+h|t}$ si arriva ad un profilo di potenza diverso. La scelta di modellare gli errori con una variabile gaussiana non è limitativa, potendosi eventualmente trasformare in altre distribuzioni parametriche oppure non parametriche basate sui quantili [36], ma in questo lavoro non si sono seguiti metodi più raffinati per motivi di semplicità e per la scarsa qualità e quantità di dati a disposizione: si pensi ad esempio che la matrice simmetrica \mathbf{C} contiene 300 parametri, per determinare i quali sono disponibili 371 coppie di previsioni e produzioni relative.

Terna infatti nei suoi dati statistici non fornisce gli errori previsionali ora per ora, ma solamente la potenza prevista per il giorno successivo e quella realmente erogata: per ogni giorno si ha quindi a disposizione un unico vettore contenente 24 valori, in base al quale si è ricavata una matrice di covarianza che raccoglie le caratteristiche temporali dell'errore.

Una volta determinata la matrice di correlazione (figura 3.1) e aver proceduto alla scomposizione in due matrici triangolari, si genera una variabile aleatoria a partire dalla distribuzione normale standard ($\mu_h = 0$; $\sigma_h = 1$), e conseguentemente un vettore i cui valori, opportunamente moltiplicati per la deviazione standard percentuale, sono alla base di uno scenario.

Detta P_{t+h}^s una qualunque delle stime di produzione relativa all'ora h del giorno seguente, uno scenario sarà composto dai valori

$$P_{t+h}^s = \hat{P}_{t+h|t} + \sigma_h \cdot \hat{P}_{t+h|t} \cdot X_h^s$$

Un esempio per il 21 Agosto, assieme alle previsioni e alla produzione, è in figura 3.2.

Il funzionamento del mercato elettrico obbliga a emettere le previsioni con largo anticipo: a mezzogiorno devono essere noti i profili di produzione per la giornata

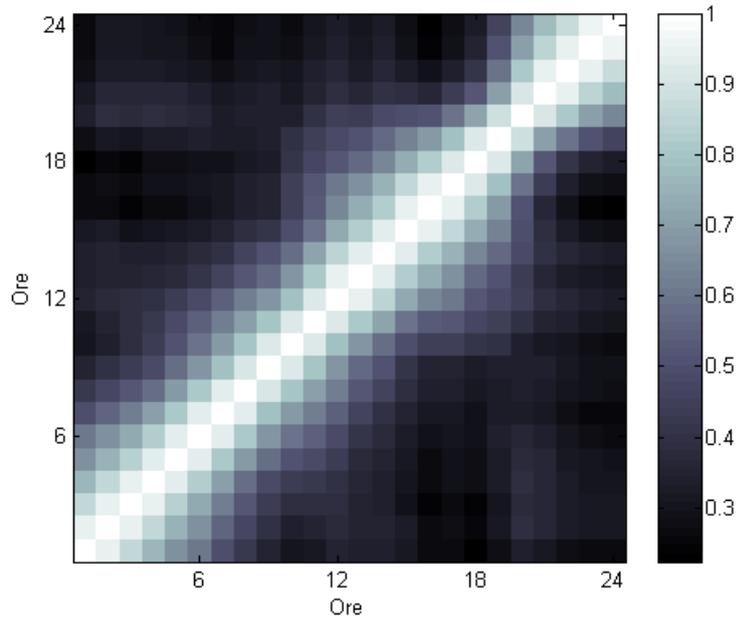


Figura 3.1: Matrice di correlazione.

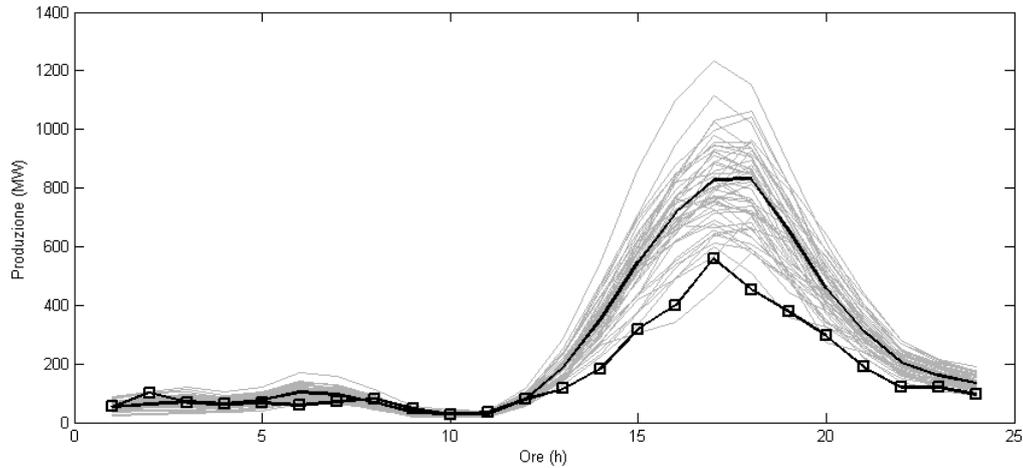


Figura 3.2: Confronto fra previsione, produzione e scenari - caso dell'eolico.

seguinte, per cui la finestra previsionale va dalle 12 alle 36 ore. La deviazione standard percentuale media nel periodo considerato (dal 18 Luglio 2012 al 31 Luglio 2013) è del 18%, un valore in buon accordo con quanto riportato in letteratura [37] anche considerando la diversa natura dei dati (aggregati e non riferiti a singoli parchi). Per tenere conto della variazione nella potenza allacciata alla rete nel periodo in esame i

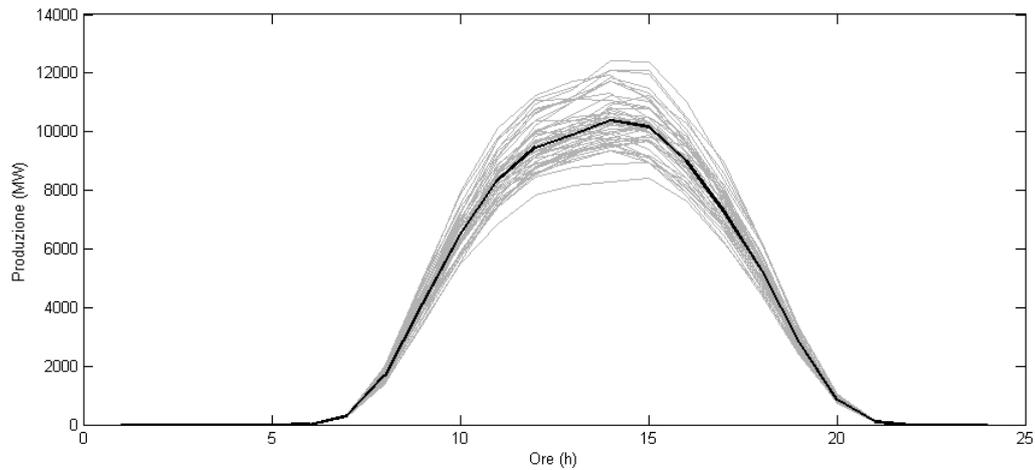


Figura 3.3: Confronto fra produzione e scenari - caso del fotovoltaico.

dati mensili sono stati normalizzati con riferimento al valore iniziale, a partire dai dati statistici forniti dal GSE e dalle stime per l'anno in corso: considerando un andamento lineare si ottengono le due equazioni che descrivono la potenza allacciata P_{all} nel mese n

$$P_{all} = 6936 + 99 \cdot n \quad (2012) \quad (3.4.4)$$

$$P_{all} = 8119 + 48 \cdot n \quad (2013) \quad (3.4.5)$$

Nel caso del fotovoltaico Terna fornisce unicamente la produzione, quindi non risulterebbe possibile applicare il metodo usato per l'eolico; gli scenari sono stati creati comunque con la medesima procedura basata sulla matrice di correlazione già ricavata, ipotizzando una deviazione standard del 8%.

3.5 Programmazione in MATLAB

GAMS offre un ambiente ideale per la programmazione lineare, ma per applicare il modello in modo automatico a intervalli di una settimana è stato necessario utilizzare MATLAB, che è in grado di leggere e scrivere i file con estensione gdx usati da GAMS per salvare e caricare i dati; questo ha permesso anche un controllo più puntuale delle numerose variabili e la correzione di alcuni errori sfuggiti nelle fasi preliminari.

I dati sulla domanda e la produzione oraria sono stati scaricati dal sito di Terna e inseriti in fogli di calcolo per le tre settimane scelte; dopo l'importazione in MATLAB i valori vengono divisi per quattro e si calcolano i valori della curva netta dei carichi e le riserve (secondaria e terziaria) per ogni ora. Viene poi chiamato GAMS una prima volta per risolvere lo unit commitment sui primi due giorni senza riserva terziaria, e i risultati verranno poi usati nei cicli seguenti come condizioni di partenza (prima della mezzanotte).

Nel primo di questi si risolve il problema dello unit commitment per l'intero periodo supponendo di non avere produzione da rinnovabili: si concatenano i vettori relativi a due giorni consecutivi, si procede all'ottimizzazione sulle 36 ore e poi si scartano i risultati relativi al secondo giorno. GAMS fornisce lo stato dei generatori (acceso/spento, riscaldamento/raffreddamento), la potenza e la riserva per ogni ora, e da queste informazioni è possibile calcolare le emissioni: ogni impianto ha una particolare curva dei rendimenti (in realtà per semplificare si è ipotizzato rendimento identico all'interno di una medesima classe) e quindi si applica la 1.3.5 sommando poi su tutti i generatori arrivando al totale giornaliero; infine vengono aggiornate una serie di variabili usate internamente nel ciclo. Vale la pena evidenziare che è necessario memorizzare anche le variabili relative agli spegnimenti già iniziati alla mezzanotte e programmati per il giorno successivo per evitare risultati scorretti; in modo analogo si imposta la variabile u_{cool} fino alle due per le centrali a ciclo combinato e fino alle quattro per quelle basate su cicli a vapore a condensazione, tempi coincidenti con quelli previsti per il raffreddamento delle unità. Le equazioni di vincolo determinano poi in modo univoco il corretto valore della potenza.

Il secondo ciclo risolve esattamente lo stesso problema, ma con la domanda netta e ipotizzando che la produzione da rinnovabili non sia affetta da errori: questa simulazione dovrebbe fornire un limite inferiore alle emissioni.

Lo unit commitment con riserva terziaria diversa da zero viene risolto nel terzo ciclo: per ogni giorno della settimana si chiama prima GAMS, poi si sviluppano gli scenari (in numero modificabile) che forniscono un certo numero di possibili produzioni, in base alle quali viene ottimizzato il dispaccio orario. In questa fase vengono passati gli estremi di produzione per ciascun generatore ³, stabiliti nella fase precedente, e vengono anche memorizzati gli stati dei generatori nelle fasi di accensione e spegnimento, che non partecipano chiaramente all'erogazione in rete ma stanno comunque bruciando

³I valori sono arrotondati per evitare situazioni di irrisolvibilità derivanti dalle equazioni che fissano i valori inizialmente.

combustibile; si tiene inoltre conto in opportune matrici del carico non soddisfatto e degli eccessi di potenza.

Per quanto riguarda la generazione degli scenari, una volta letti i dati e calcolata la matrice di correlazione si inizializza il generatore di numeri casuali ponendo il seme pari al giorno in esame (oppure al giorno + 1 per il fotovoltaico) in modo da avere risultati ripetibili e scostamenti non correlati; la procedura fornisce un numero prefissato di scenari che vengono poi moltiplicati per la potenza prevista da eolico o fotovoltaico nel giorno in esame.

Capitolo 4

Risultati

Il modello è stato fatto girare in tre periodi dell'anno distinti su un intervallo di quattordici giorni; la produzione da fonti rinnovabili presenta infatti una periodicità stagionale, più marcata per il fotovoltaico, e quindi per cercare di cogliere i possibili effetti sul dispaccio sono state scelte due settimane invernali, estive e di mezza stagione, rispettivamente nei mesi di Dicembre 2012 (dal 12 al 25), Giugno 2013 (dal 12 al 25) e Settembre 2012 (dal 12 al 25). Tutti gli intervalli iniziano con il Mercoledì per evidenziare da un lato la variabilità settimanale e dall'altro ottenere soluzioni migliori da GAMS. Di seguito è riportato l'andamento della potenza nel caso in cui non ci fossero rinnovabili (da figura 4.1 a 4.3), e quello dello unit commitment nel caso di rinnovabili che modificano la curva della domanda e costringono a predisporre una quantità di riserva terziaria aggiuntiva (da 4.4 a 4.6); per problemi di visualizzazione i grafici sono limitati ad una sola settimana.

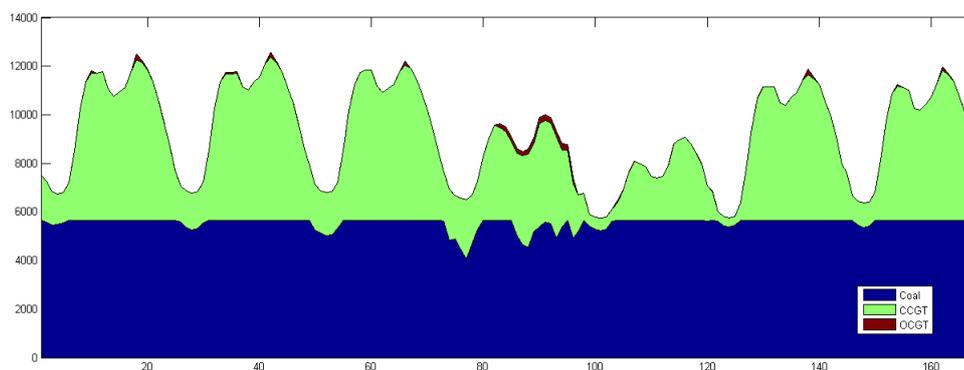


Figura 4.1: Potenza per tipo di centrale - Inverno - No rinnovabili.

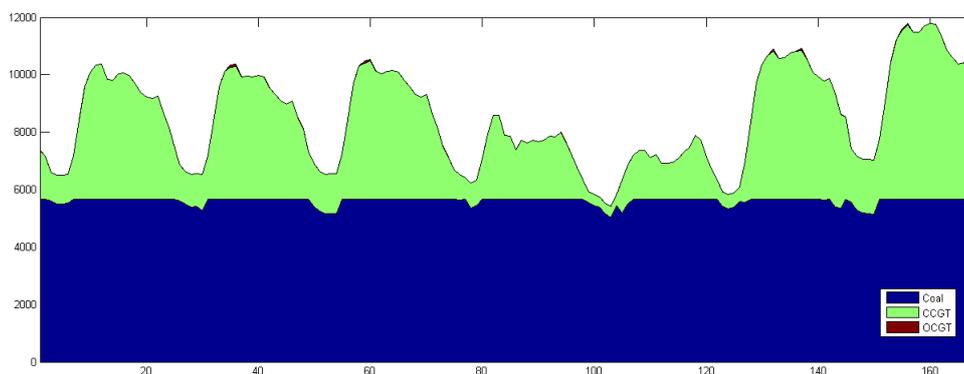


Figura 4.2: Potenza per tipo di centrale - Estate - No rinnovabili.

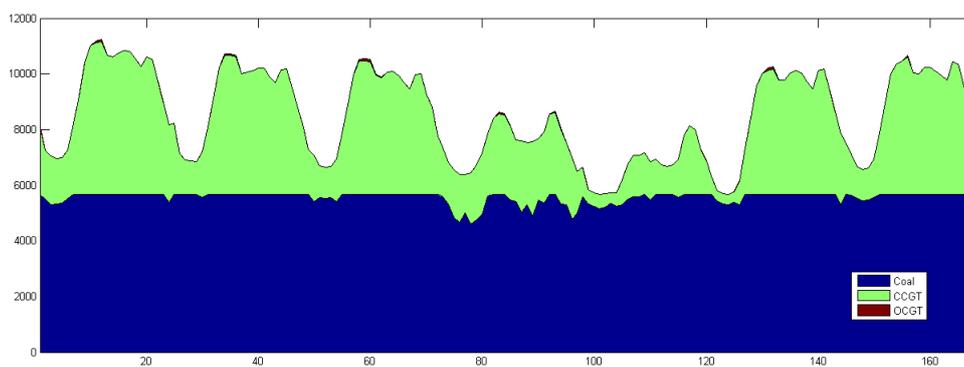


Figura 4.3: Potenza per tipo di centrale - Mezza stagione - No rinnovabili.

Le simulazioni sono eseguibili fino al 16% in estate, 18% in mezza stagione e 20% in inverno. Il limite viene raggiunto in ogni caso per impossibilità di risoluzione dello unit commitment in corrispondenza del sabato o della domenica, a causa delle rampe di carico che si verificano nel pomeriggio-sera (ad esempio, da 3 GW a oltre 7 GW in 6 ore, equivalente per l'Italia a passare da 12 GW a circa 30 GW). Aumentando la potenza delle turbogas nei dati è possibile trovare una soluzione, quindi il comportamento del modello è esattamente come atteso.

A titolo esemplificativo si mostrano poi in figura 4.7 le distribuzioni dei vari tipi di riserva aggregate per centrali durante la settimana estiva, e poi la suddivisione specifica per i soli impianti a ciclo combinato, che sono quelli dotati della maggiore elasticità di esercizio e quindi in grado di offrire tutti i servizi (figura 4.8).

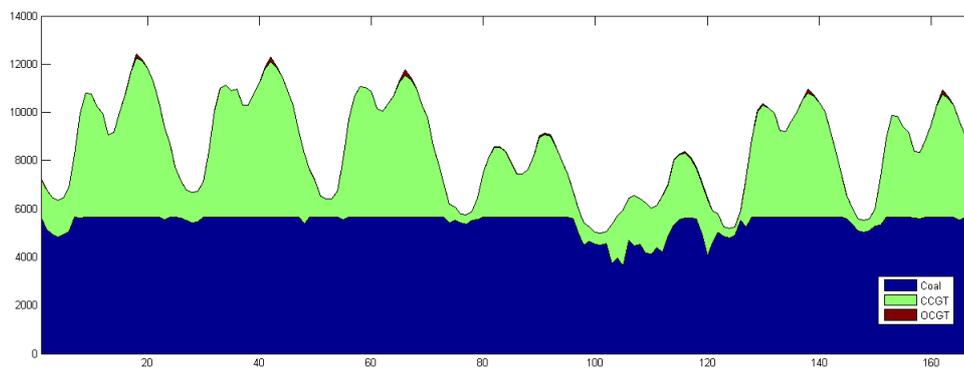


Figura 4.4: Potenza per tipo di centrale - Inverno - Rinnovabili.

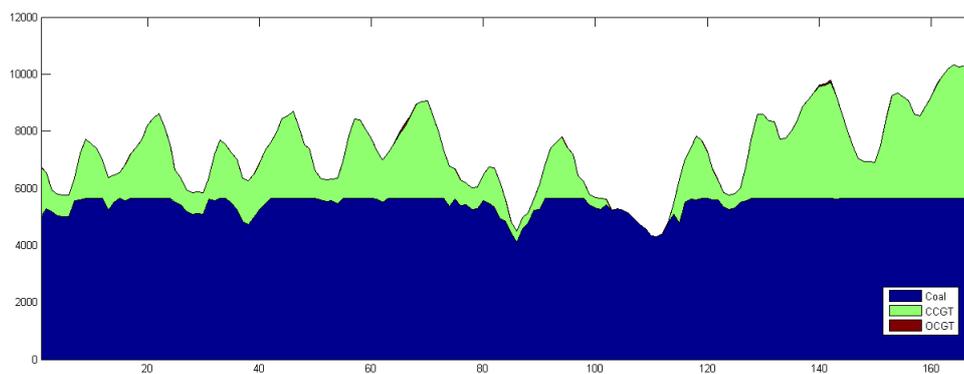


Figura 4.5: Potenza per tipo di centrale - Estate - Rinnovabili.

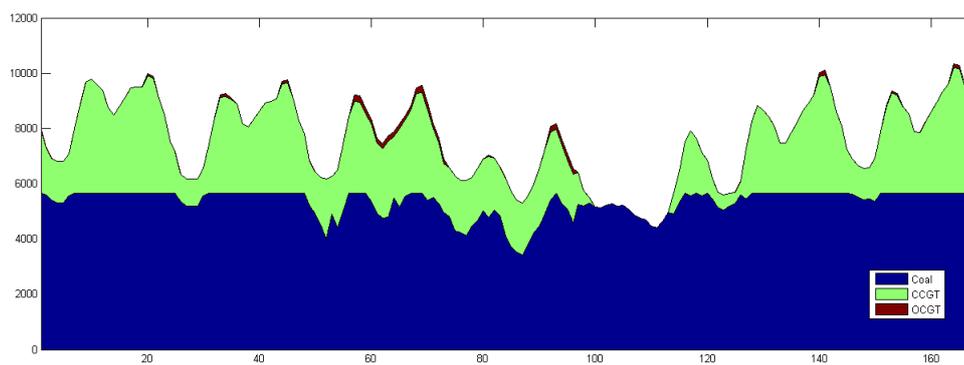


Figura 4.6: Potenza per tipo di centrale - Mezza stagione - Rinnovabili.

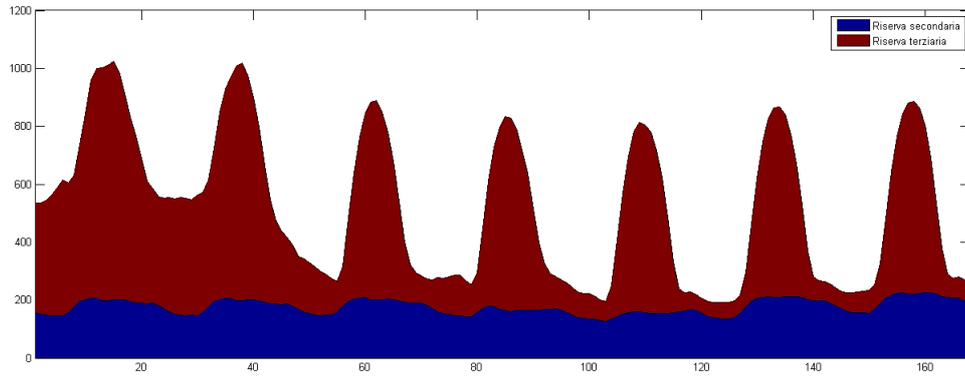


Figura 4.7: Riserva positiva allocata - Estate.

E' chiaramente individuabile l'effetto del fotovoltaico e la presenza nelle prime 40 ore dell'intervallo di una produzione da eolico non trascurabile.

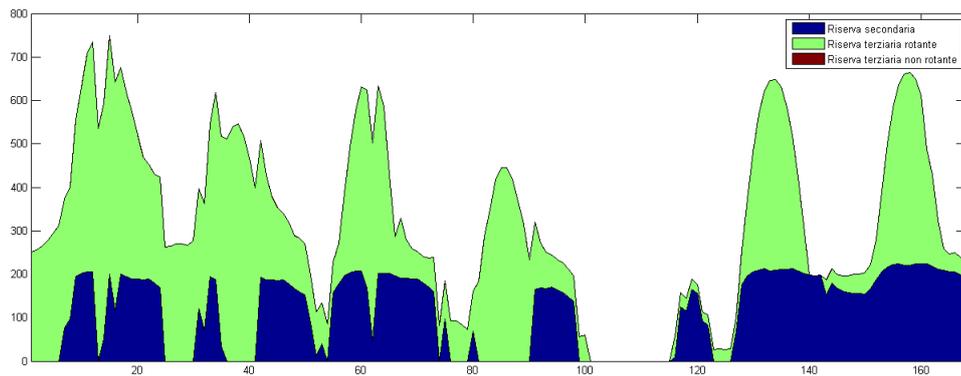


Figura 4.8: Riserve secondaria e terziaria positive da impianti a ciclo combinato - Estate.

Si nota nella figura 4.8 che non esistono offerte per riserva terziaria fredda, il cui costo è in proporzione molto superiore che per gli impianti a turbogas.

E' noto da tempo [38] che all'aumentare dell'energia prodotta da fonti rinnovabili le centrali di tipo mid-merit, identificabili sostanzialmente con gli impianti CCGT, sono le prime a vedere ridotta la propria quota di produzione; la frazione di energia è riportata in figura 4.9 a conferma sia del risultato dei modelli già esistenti sia della situazione in Italia, che vede molti gestori in difficoltà economica. Si noti che i valori sono riferiti percentualmente alla produzione totale, ma questa diminuisce all'aumentare

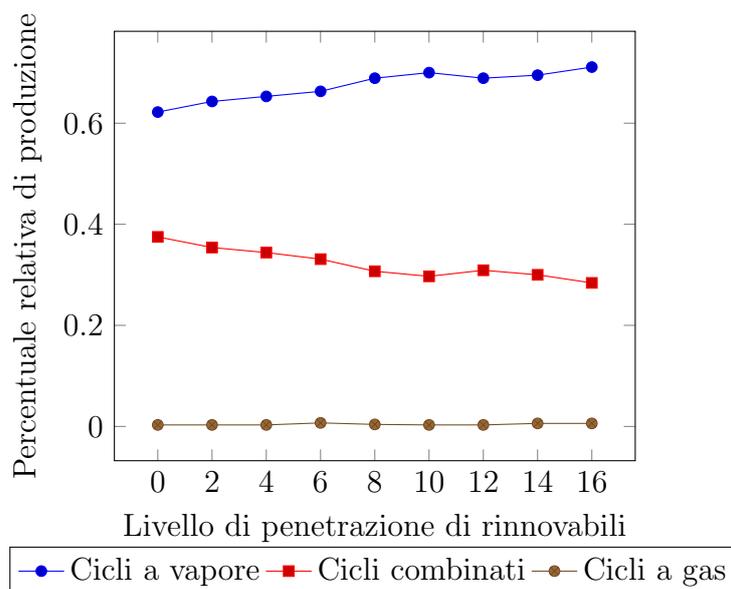


Figura 4.9: Variazione nelle percentuali di produzione per le varie classi - Estate.

delle rinnovabili, quindi la variazione reale è ancora più rilevante; le turbogas non presentano invece alcuna tendenza, ma il loro peso è trascurabile nella simulazione.

In figura 4.10 si osserva la potenza erogata da una centrale a ciclo combinato nell'arco di una settimana durante il periodo estivo; è individuabile sia lo spegnimento in corrispondenza di alcune notti, sia l'arresto durante il fine settimana conseguenza della minore richiesta dalle utenze.

All'aumentare del livello di rinnovabili aumenta anche il numero di avvii, come si vede in figura 4.11, e si hanno ulteriori costi dovuti ad una più rapida usura dei componenti sottoposti a ripetuti stress termici. Va precisato tuttavia che il numero complessivo di avvii considerando tutte le taglie diminuisce, poiché quelle di potenza inferiore vengono tagliate fuori dal mercato a causa dei costi maggiori; tale risultato non era evidente in [38] poiché era presente una sola categoria di centrali (il grafico è riferito a titolo esemplificativo ad uno solo degli scenari, non ad una media sul totale).

Questi ultimi tre risultati mostrano che il modello è in grado di simulare con un certo grado di confidenza l'evoluzione del sistema elettrico all'aumentare della potenza installata in impianti eolici e fotovoltaici.

Le emissioni sono state calcolate inizialmente con riferimento alla situazione in essere, cioè con l'effettiva quantità di rinnovabili presente in quel periodo, nelle tre coppie di settimane prescelte (figure da 4.12 a 4.14): si tenga presente che i valori non sono direttamente confrontabili fra di loro essendo riferiti a potenze installate diverse;

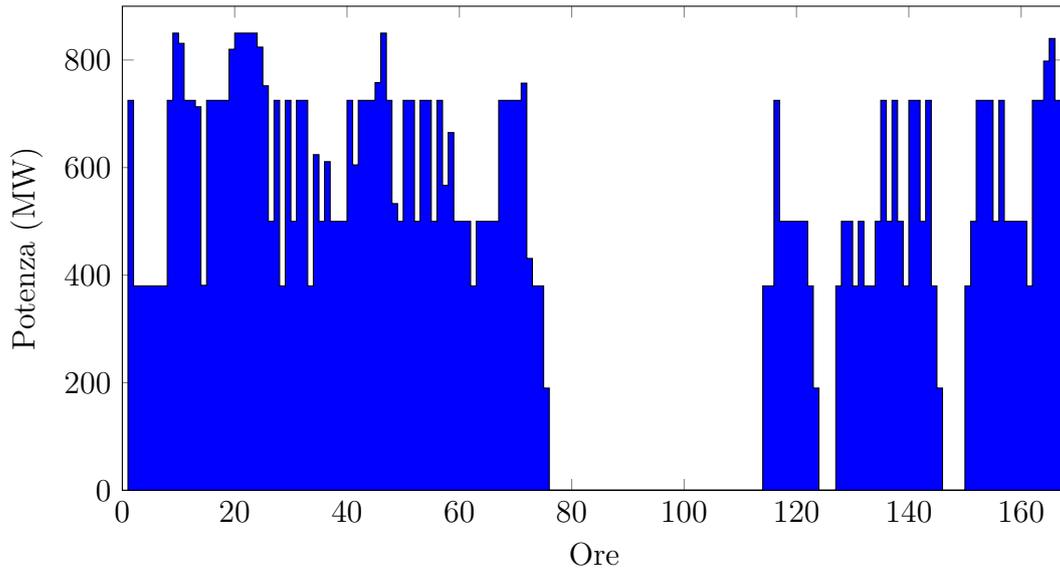


Figura 4.10: Profilo potenza settimanale di un ciclo combinato - Estate.

il numero di scenari simulato è stato posto pari a 50, e il tempo impiegato per trovare la soluzione con questa impostazione risulta essere circa 60 minuti per ciascuno dei tre casi.

Nella tabella 4.1 sono riportati i valori totali per ciascuna coppia di settimane e le riduzioni relative; in tabella 4.2 si trova invece la frazione di energia da fonti rinnovabili prodotta nel periodo esaminato rispetto alla domanda complessiva.

	CO ₂ senza rinnovabili [tx 10 ⁶]	CO ₂ con rinnovabili [tx 10 ⁶]	riduzione [%]	tempo di calcolo [s]
Mezza stagione	2.13	1.98	7.16%	3667
Inverno	2.17	2.01	7.39%	3687
Estate	2.18	1.94	11.01%	3655

Tabella 4.1: Emissioni di CO₂.

	Fotovoltaico	Eolico	Totale
Mezza stagione	6.45	4.18	10.63
Inverno	2.20	6.80	9.00
Estate	10.53	3.82	14.35

Tabella 4.2: Frazioni di energia prodotta, in percentuale sulla domanda complessiva.

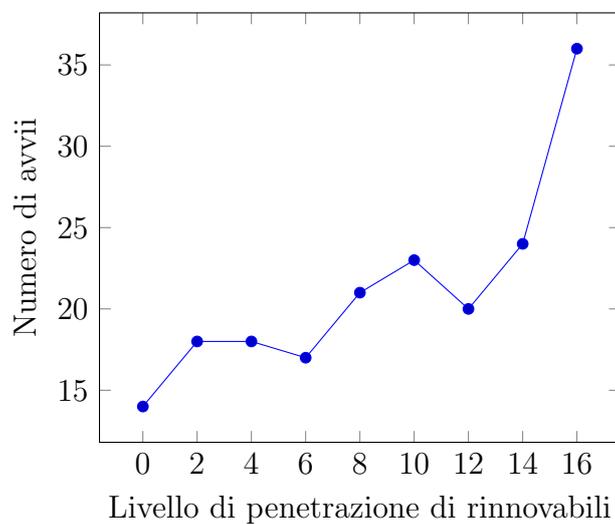


Figura 4.11: Numero di avvii al variare della percentuale di penetrazione di rinnovabili - caso estivo.

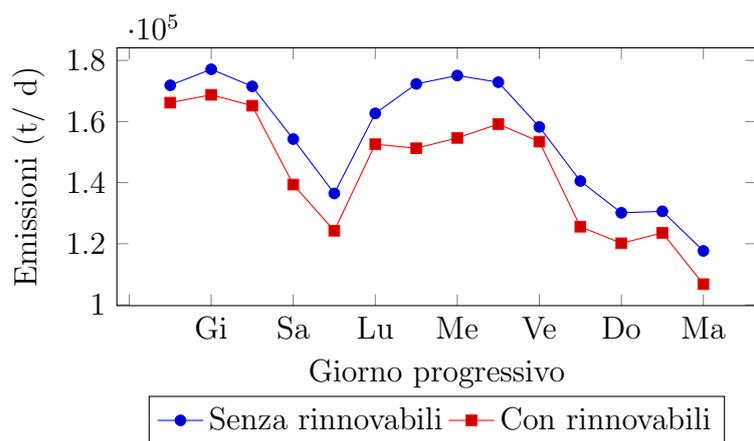


Figura 4.12: Emissioni giornaliere - Inverno.

Si osserva come la riduzione percentuale di emissioni sia inferiore alla frazione di energia prodotta, andando da un minimo del 67% durante la mezza stagione a un massimo dell'82% in inverno. Le quantità di emissioni in 4.1 non possono essere confrontate direttamente con i valori statistici forniti ad esempio dall'ISPRA [39], che per l'anno 2010 fornisce per il CO₂ dovuto al settore elettrico una quantità pari a circa 120 Mt, poiché in questo lavoro si è immaginato di produrre l'intera domanda da centrali termoelettriche, mentre in realtà l'Italia può contare anche su idroelettrico e importazioni; tenendo conto dell'effettiva produzione i risultati del modello sono molto vicini a quelli reali.

Si è poi proceduto ad analizzare in modo più dettagliato quanto avviene all'aumentare dell'energia fornita da eolico e fotovoltaico. Per prima cosa i dati sono stati normalizzati con riferimento al mese di Luglio 2012 (si veda il capitolo 1.4); poiché l'energia prodotta è divisa quasi equamente, per semplificare si è ipotizzato di aumentare la penetrazione su base annua in quantità uguali per ciascuna fonte a passi del 2% (quindi al 20% di penetrazione si ha un 10% di eolico e un 10% di fotovoltaico). Va tenuto presente che nel calcolo della riduzione relativa va poi presa in considerazione la quantità di energia prodotta per incremento del 2% annuo in ciascuna delle coppie di settimane, che vale 1.9%, 2.1% e 2.6% rispettivamente in inverno, mezza stagione ed estate. La simulazione è basata su 50 scenari e copre gli stessi intervalli temporali già elencati (figura 4.15): la risoluzione necessita di oltre un'ora per l'ultimo test al 20%, dove la fase relativa allo unit commitment pesa in percentuale superiore.

Si riportano anche le riduzioni relative per le percentuali rappresentate in figura 4.15, così come quelle negli altri due scenari.

Livello di penetrazione	2%	4%	6%	8%	10%	12%	14%	16%	18%	20%
Inverno	0.6	1.6	4.7	5.7	6.9	8.8	9.7	11.8	13.6	15.5
Mezza stagione	1.6	3.0	4.5	5.8	7.5	9.3	10.9	12.4	14.5	-
Estate	1.7	2.8	4.2	6.2	7.9	9.3	11.2	12.8	-	-

Tabella 4.3: Riduzioni nelle emissioni di CO₂ a diverse percentuali di penetrazione.

La tendenza evidenziabile è quella di una maggiore riduzione relativa in estate rispetto al periodo invernale: l'abbondante presenza di fotovoltaico riduce il mercato dei cicli combinati e arriva a intaccare quello dei cicli a vapore, che hanno emissioni maggiori. In ciascuno degli scenari l'introduzione di energia da fonti rinnovabili non consente quindi una riduzione delle emissioni di CO₂ in rapporto 1 : 1; questo risultato è in eccellente accordo con quanto riportato in [6], dove un approccio deterministico,

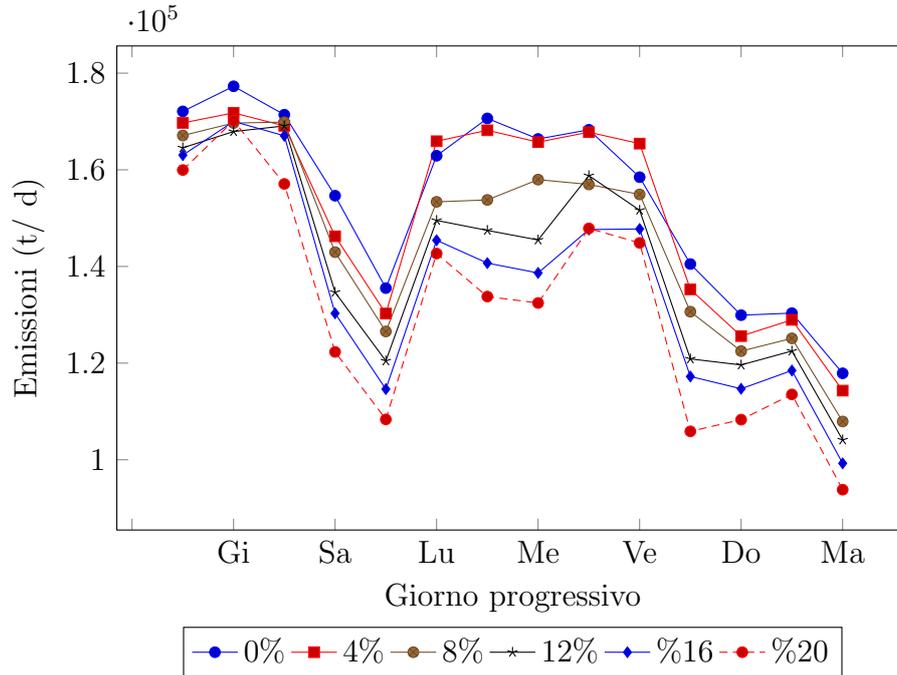


Figura 4.15: Emissioni giornaliere - Inverno - confronto a varie penetrazioni di rinnovabili.

cioè senza incertezza nelle previsioni, porta a sovrastime nella potenziale riduzione delle emissioni di circa il 33%. In [7], che presenta un modello dall'impostazione molto simile a quello presentato in questo lavoro, gli autori trovano invece che ad ogni unità di energia prodotta dall'eolico corrisponde esattamente una diminuzione unitaria nelle emissioni (ciò non vale per le emissioni di tutti gli altri inquinanti, che invece si riducono in proporzione minore); la differenza dipende da due fattori: una incertezza previsionale che è molto inferiore a quella adottata in questo studio - 8.5% contro il 20% - e quindi una minore quantità di riserva necessaria; e la diversa composizione del parco delle centrali, nel quale la presenza di eolico porta a sostituire le centrali alimentate a carbone aventi emissioni elevate con centrali a gas, e in definitiva a pareggiare i conti con il maggiore *cycling* necessario.

La forte dipendenza della riduzione dal parco dei generatori era peraltro già stata evidenziata in [3], uno studio centrato sull'installazione di percentuali fino al 10% di fotovoltaico in California e Colorado, a forte incidenza di centrali rispettivamente a gas e carbone; e in [40], anch'esso avente come oggetto il potenziale dovuto al fotovoltaico in 10 stati degli USA. Questi due studi sono però basati su software già esistente per le simulazioni (PROSYM nel primo caso, EnergyPLAN nel secondo) e non avevano come

scopo l'analisi della riserva e la modellazione della borsa elettrica.

Confrontando le emissioni calcolate nell'ipotesi di previsione perfetta delle rinnovabili con quelle effettive derivanti dalla media degli scenari, si è osservato che i valori risultano di fatto indistinguibili, rendendo in un certo senso inutile l'analisi tramite scenari. Va tenuto presente tuttavia che il modello impiegato considera delle curve dei rendimenti che sono lineari, per cui le emissioni specifiche rimangono costanti (per le centrali a ciclo combinato solo a tratti), mentre in realtà sono delle curve almeno di secondo grado; inserendo dei dati reali sarebbe possibile procedere come in [7, 41]. In particolare si osserva che in [41] il *cycling*, per un livello di penetrazione di rinnovabili del 20%, comporta una riduzione percentuale del 5% rispetto a quanto atteso sulla base dell'energia prodotta (cioè la riduzione effettiva è il 95% di quanto previsto). Assumendo rendimenti lineari, la media degli scenari comporta una media dei rendimenti identica a quello che risulta nella fase di economic dispatch.

Capitolo 5

Conclusioni

Secondo quanto discusso in precedenza, si può affermare che i limiti tecnici delle centrali, la necessità di adeguate riserve per garantire la sicurezza del sistema elettrico e gli aspetti economici - intesi come regole del mercato elettrico - limitano i benefici ottenibili dall'introduzione di fonti rinnovabili.

Non si può realisticamente spingere molto oltre il 18-20% l'analisi della penetrazione da rinnovabili poiché cambiano radicalmente le quantità di energia fornite dai generatori tradizionali e quindi i loro costi aumentano. Si incontrano anche limiti dovuti alle rampe (quando il calo della produzione da PV si sovrappone all'aumento della domanda serale, effetto maggiormente evidente in estate e durante la mezza stagione), per cui si dovrebbe modificare/aggiungere qualche vincolo, ad esempio imponendo una quantità minima di potenza prodotta da centrali a ciclo combinato; e difficoltà di calcolo (svariati minuti per risolvere lo unit commitment alla penetrazione massima, le soluzioni esistono ma sono difficili da trovare) quando si iniziano a spegnere le centrali basate su cicli Rankine.

I risultati ottenuti in questa tesi sono in linea con la letteratura già esistente; è possibile tuttavia migliorare il modello, in particolare per quanto riguarda alcuni aspetti specifici.

- Attualmente non esistono indagini estese di tipo statistico sugli errori commessi nella stima della produzione da impianti fotovoltaici; è possibile che la variabilità sia soggetta a caratteristiche diverse da quella dell'eolico e potenzialmente più gravose per la rete (si pensi alla variabilità atmosferica sperimentata durante l'estate 2014), anche se di carattere più locale in funzione del diverso tipo di allacciamento (i parchi eolici di potenza complessiva superiore ai 10 MW sono allacciati alla rete in alta tensione, il fotovoltaico tende ad essere diffuso).

- Nel modello le grandezze energia e riserva sono trattate allo stesso modo, ma in realtà la prima è pagata secondo quanto erogato in base al programma stabilito al termine dell'asta, la seconda solo quando si verifica veramente il suo uso; l'inserimento di coefficienti che misurino l'attitudine dei gestori di una determinata classe di generatori a partecipare al mercato della riserva è un espediente che è già stato usato in letteratura, ma deve essere usato con cautela.
- La scelta delle caratteristiche delle centrali (costi, rendimenti e valori tipici di funzionamento) è in qualche misura arbitraria; risulta comunque semplice inserire dei valori reali all'interno dei file di GAMS e MATLAB. La scelta di un andamento lineare per i rendimenti impedisce di valutare l'effetto derivante dal dispaccio orario (incertezza nelle previsioni).
- L'analisi non impone alcuna penalità aggiuntiva per le fasi di avvio e spegnimento; secondo i risultati in [7] tali fasi non dovrebbero però avere un effetto sensibile sulle emissioni di CO.
- Il parco generatori impiegato non è esattamente rappresentativo di quello reale, in particolare per la mancanza delle centrali basate su cicli Rankine ma alimentate ad olio combustibile od Orimulsion: ad esempio quella di Porto Tolle (dal futuro molto incerto) e di Montalto di Castro, che insieme rappresentano oltre 5 GW di potenza su otto sezioni da 660 MW. Tali centrali non possono essere considerate di tipo base-load a causa degli alti costi del combustibile, ma non possiedono neppure la flessibilità dei moderni cicli combinati, e quindi si posizionano sul mercato in una fascia intermedia; per modellare correttamente tali impianti sono necessari dati precisi sui costi, problema meno sentito per le altre tre tipologie che risultano ben distinte.
- La mancanza dell'idroelettrico è dovuta a due motivi: la programmazione lineare non è molto adatta a rappresentare le centrali idroelettriche, per le quali si ricorre in genere a metodi di ottimizzazione non lineari; la dimensione del modello è già notevole, per cui ulteriori vincoli avrebbero potuto rendere il problema intrattabile in tempi ragionevoli su di un elaboratore standard.

Gli ultimi due punti, assieme alla mancanza di scambi con l'estero e alla scelta di ignorare i vincoli di trasmissione intrazonali, comportano plausibilmente una certa distorsione dei risultati [5]; indagare sul loro effetto, e in particolare sui possibili im-

pieghi dell'idroelettrico al fine di ridurre il *cycling* delle centrali, potrebbe essere una direzione d'indagine futura.

Il presente lavoro è limitato ad una analisi a livello orario tramite la risoluzione dello unit commitment; altri autori si sono occupati di valutare gli effetti della variabilità sulla scala dei minuti [42], sebbene in una situazione molto particolare, trovando che la variazione di potenza delle rinnovabili (in particolare eolico) comporterebbe un risparmio di circa l'80% rispetto a quanto stimato a potenza costante. Questo risultato dovrebbe essere confermato o smentito da ulteriori studi prima di poterne tenere conto al fine di ricavare un risultato globale.

Infine, l'ipotesi che gli impianti eolici e fotovoltaici non emettano CO₂ non è propriamente corretta: vale sicuramente durante la fase di produzione, ma la costruzione dei pannelli e delle turbine, la loro installazione, manutenzione e infine dismissione richiede quote di energia derivante da combustibili fossili che portano a delle emissioni equivalenti, valutabili ad esempio tramite la metodologia Life Cycle Assessment (LCA). Tali quantità risultano essere piccole rispetto a quelle di una centrale termoelettrica ma non nulle.

Appendice A

Nomenclatura del modello per lo UC

Insiemi

$f(\mathcal{F}^i)$	Indice (insieme) degli incrementi della funzione dei costi marginali per l'unità k
$k(\mathcal{K})$	Indice (insieme) dei generatori
$l(\mathcal{L})$	Indice (insieme) dei tipi di avvio: hot, warm e cold
$m(\mathcal{M})$	Indice (insieme) dei tipi di riserva, con $m = r_{kt}^{2,pos}$: riserva secondaria positiva, $r_{kt}^{2,neg}$: riserva secondaria negativa, $r_{kt}^{3,spin}$: riserva terziaria calda, $r_{kt}^{3,nosp}$: riserva terziaria fredda
$t(\mathcal{T})$	Indice (insieme) delle ore nelle quali si esegue l'ottimizzazione
\mathcal{T}^-	Insieme delle ore esteso verso il passato
\mathcal{T}^+	Insieme delle ore esteso nel futuro

Costanti

Λ^m	Costo della riserva di tipo m , in €/MW
B_{kf}	Dimensione dell'intervallo f della funzione di costo marginale per l'unità k , in MW
C_{kf}	Costo marginale dell'unità k nell'intervallo f di potenza, in €/MWh
D_t	Potenza richiesta dall'utenza nell'intervallo t , in MW
DT_k	Intervallo minimo di spegnimento per l'unità k , in h

F_k^{max}	Potenza massima erogabile dall'unità k , in MW
F_k^{min}	Potenza minima erogabile dall'unità k , in MW
$R2P_t$	Riserva secondaria positiva di sistema nell'intervallo t , in MW
$R2N_t$	Riserva secondaria negativa di sistema nell'intervallo t , in MW
$R3SP_t$	Riserva terziaria calda di sistema nell'intervallo t , in MW
$R3NS_t$	Riserva terziaria fredda di sistema nell'intervallo t , in MW
$R3NEG_t$	Riserva terziaria negativa di sistema nell'intervallo t , in MW
RD_k	Gradiente di carico massimo a scendere per l'unità k , in MW/ h
RD_k^{res}	Gradiente di carico massimo a scendere in controllo automatico per l'unità k , in MW/ h
RU_k	Gradiente di carico massimo a salire per l'unità k , in MW/ h
RU_k^{res}	Gradiente di carico massimo a salire in controllo automatico per l'unità k , in MW/ h
SDC_k	Costo di shut-down per l'unità k in €
SUC_k^l	Costo di start-up per l'unità k durante un avvio di tipo l in €
T_k^{cool}	Intervallo temporale per il raffreddamento dell'unità k , in h
$T_k^{heat,l}$	Intervallo temporale per il riscaldamento dell'unità k secondo l'avvio di tipo l , in h
T_k^l	Limiti degli intervalli temporali nel passaggio fra tipi di avvio dell'unità k , in h
UT_k	Intervallo minimo di funzionamento per l'unità k , in h

Variabili

b_{kft}	Porzione della potenza nell'intervallo f della curva dei costi marginali erogata dall'unità k nell'intervallo t , in MW
$c_{kt}(p_{kt})$	Costo di produzione totale al livello p_{kt} dell'unità k nell'intervallo t , in €
p_{kt}^{cool}	Quantità di potenza fornita dall'unità k nell'intervallo t in raffreddamento, in MW
p_{kt}^{heat}	Quantità di potenza fornita dall'unità k nell'intervallo t in riscaldamento, in MW

p_{kt}	Quantità di potenza fornita dall'unità k nell'intervallo t , in MW
r_{kt}^m	Quantità di riserva di tipo m fornita dall'unità k nell'intervallo t , in MW
u_{kt}^n	Variabile binaria che vale 1 se l'unità k sta operando in regime n nell'intervallo t , dove $n = cool$: raffreddamento, $n = heat$: riscaldamento, $n = res$: riserva secondaria, $n = sp$: riserva terziaria calda, $n = nosp$: riserva terziaria fredda, $n = neg$: riserva terziaria negativa
w_{kft}	Variabile binaria che vale 1 se l'unità k eroga una potenza $b_{k(f+1)t}$ nell'intervallo t
y_{kt}	Variabile binaria che vale 1 se l'unità k viene avviata nell'intervallo t
y_{kt}^l	Variabile binaria che vale 1 se viene iniziato l'avvio di tipo l nell'intervallo t
z_{kt}	Variabile binaria pari ad 1 se l'unità k viene arrestata nell'intervallo t

Appendice B

Caratteristiche dei generatori

Centrale	P_{min} [MW]	P_{max} [MW]	RD [MW/ ']	RU [MW/ ']	RDA [MW/ ']	RUA [MW/ ']	$R3SP$ [MW]	$R3NS$ [MW]	$R3NEG$ [MW]
VC1	25	70	0.7	0.7	0.5	0.5	7	-	14
VC2	60	160	2.0	1.5	1.5	1.5	22	-	32
VC3	120	320	3.0	2.0	2.0	2.0	30	-	64
VC4	230	650	8.0	6.0	5.0	5.0	75	-	130
TG1	30	80	-	-	5.0	5.0	50	80	80
TG2	90	150	-	-	10.0	10.0	90	150	150
CC1	40	120	6.0	6.0	4.0	4.0	80	120	80
CC2	180	400	18.0	18.0	12.0	12.0	240	240	100
CC3	180	400	24.0	24.0	18.0	18.0	360	360	160
CC4	380	850	30.0	30.0	15.0	15.0	450	450	320

Tabella B.1: potenze e gradienti di carico; RD: Ramp Down, gradiente a scendere; RU: Ramp Up, gradiente a salire; RDA: Ramp Down Auto, gradiente a scendere in configurazione automatica; RUA: Ramp Up Auto, gradiente a salire in configurazione automatica; R3SP: riserva terziaria rotante; R3NS: riserva terziaria non rotante; R3NEG: riserva terziaria a scendere

Centrale	SUC [€]	SUW [€]	SUH [€]	SDC [€]	NLC [€]	C_{min} [€/MW]	C_{max} [€/MW]
VC1	32000	40000	48000	12000	1000	32.0	35.5
VC2	36000	42000	54000	14000	1300	31.0	34.5
VC3	50000	60000	80000	16000	1600	29.0	32.0
VC4	58000	80000	109000	20000	1900	27.0	30.5
TG1	2500	2500	2500	1200	1000	87.0	92.0
TG2	3000	3000	3000	1500	1000	82.0	95.0
CC1	16000	24000	42000	10000	2800	55.0	59.0
CC2	18000	27000	45000	12000	3200	52.0	56.0
CC3	22000	33000	60000	13000	3800	48.0	52.0

Tabella B.2: costi operativi; SUC: Start Up Cold, avvio a freddo; SUW: Start Up Warm, avvio a tiepido; SUH: Start Up Hot, avvio a caldo; SDC: Shut Down Cost, costo di spegnimento; NLC: No Load Cost, costi operativi orari a vuoto; C_{min} : costo marginale minimo; C_{max} : costo marginale massimo


```

*****
**** Dichiarazione delle variabili
**
** Le variabili binarie sono identificate dall'iniziale u, y o z
**
** La potenza con p, riserva secondaria positiva con r2pos, negativa con r2neg
**
** Il costo da ottimizzare è cost
**
** Si aggiunge un suffisso coal, ccgt oppure ocgt a seconda del tipo di generatore
**
** b è la porzione di potenza erogata in base alla curva dei costi
**
** w è riservata alla curva dei costi non convessa lineare a tratti (piecewise) dei cicli combinati
**

*****                               SEZIONE COAL                               *****
VARIABLE
costcoal(JCOAL) valore della funzione obiettivo per la potenza offerta dai generatori coal
costrescoal(JCOAL) valore della funzione obiettivo per la riserva offerta dai generatori coal
costtot valore della funzione obiettivo
pcoal(JCOAL) potenza erogata dal generatore J
bcoal(JCOAL,F) porzione della potenza progressiva prodotta
r2poscoal(JCOAL) riserva positiva secondaria
r2negcoal(JCOAL) riserva negativa secondaria
udispcoal(JCOAL) vale 1 se il generatore J sta erogando in rete potenza

POSITIVE VARIABLE pcoal(JCOAL),r2poscoal(JCOAL),r2negcoal(JCOAL),bcoal(JCOAL,F);

BINARY VARIABLE udispcoal(JCOAL);
*****

*****                               SEZIONE OCGT                               *****
VARIABLE
costocgt(JOCGT) valore della funzione obiettivo per la potenza offerta dai generatori OCGT
costresocgt(JOCGT) valore della funzione obiettivo per la riserva offerta dai generatori OCGT
costtot valore della funzione obiettivo
pocgt(JOCGT) potenza erogata dal generatore J
bocgt(JOCGT,G) porzione della potenza progressiva prodotta
r2posocgt(JOCGT) riserva positiva secondaria
r2negocgt(JOCGT) riserva negativa secondaria
uocgt(JOCGT) vale 1 se il generatore J era previsto rimanesse in funzione

POSITIVE VARIABLE pocgt(JOCGT),r2posocgt(JOCGT),r2negocgt(JOCGT),bocgt(JOCGT,G);

BINARY VARIABLE uocgt(JOCGT);
*****

*****                               SEZIONE CCGT                               *****
VARIABLE
costccgt(JCCGT) valore della funzione obiettivo per la potenza offerta dai generatori CCGT
costresccgt(JCCGT) valore della funzione obiettivo per la riserva offerta dai generatori CCGT
costtot valore della funzione obiettivo
pccgt(JCCGT) potenza erogata dal generatore J
bccgt(JCCGT,H) porzione della potenza progressiva prodotta
r2posccgt(JCCGT) riserva positiva secondaria
r2negccgt(JCCGT) riserva negativa secondaria
udispccgt(JCCGT) vale 1 se il generatore J sta erogando in rete potenza
w1wisecgt(JCCGT) vale 1 se siamo nel tratto intermedio della curva dei costi
w2wisecgt(JCCGT) vale 1 se siamo nel tratto finale della curva dei costi

POSITIVE VARIABLE pccgt(JCCGT),r2posccgt(JCCGT),r2negccgt(JCCGT),bccgt(JCCGT,H);

BINARY VARIABLE udispccgt(JCCGT),w1wisecgt(JCCGT),w2wisecgt(JCCGT);
*****

*****                               SEZIONE BALANCE                               *****
INTEGER VARIABLE
pumps(ONLY) potenza assorbita tramite impianti di pompaggio
shedding(ONLY) potenza che non viene erogata (sottratta ai carichi);

```

```

*****

***** Inizializzazione variabili
**
***** COAL
* Vengono fissati lo stato del generatore, la riserva secondaria e i limiti sulla potenza erogabile
udispcoal.fx(JCOAL) = DISPCOAL(JCOAL,'1');
r2poscoal.fx(JCOAL) = DISPCOAL(JCOAL,'2');
r2negcoal.fx(JCOAL) = DISPCOAL(JCOAL,'3');
* Nelle due istruzioni seguenti mettiamo il $ a destra per forzare a zero i valori della p quando il generatore
* si trova nelle fasi di riscaldamento o raffreddamento
pcoal.lo(JCOAL) = DISPCOAL(JCOAL,'4')$(DISPCOAL(JCOAL,'4') >= COALDATA(JCOAL,'PMIN'));
pcoal.up(JCOAL) = DISPCOAL(JCOAL,'5')$(DISPCOAL(JCOAL,'5') >= COALDATA(JCOAL,'PMIN'));

***** CCGT
* Qui lo stato del generatore è fissato solo se acceso, altrimenti il risolutore è libero di attivarlo (se i limiti
* sulla potenza lo consentono, cioè offriva r3nossp)
udispccgt.fx(JCCGT)$(DISPCCGT(JCCGT,'1') = 1) = DISPCCGT(JCCGT,'1');
r2posccgt.fx(JCCGT) = DISPCCGT(JCCGT,'2');
r2negccgt.fx(JCCGT) = DISPCCGT(JCCGT,'3');
pccgt.lo(JCCGT) = DISPCCGT(JCCGT,'4')$(DISPCCGT(JCCGT,'4') >= CCGTDATA(JCCGT,'PMIN'));
pccgt.up(JCCGT) = DISPCCGT(JCCGT,'5')$(DISPCCGT(JCCGT,'5') >= CCGTDATA(JCCGT,'PMIN'));

***** OCGT
uocgt.fx(JOCGT)$(DISPOCGT(JOCGT,'1') = 1) = DISPOCGT(JOCGT,'1');
r2posocgt.fx(JOCGT) = DISPOCGT(JOCGT,'2');
r2negocgt.fx(JOCGT) = DISPOCGT(JOCGT,'3');
pocgt.lo(JOCGT) = DISPOCGT(JOCGT,'4')$(DISPOCGT(JOCGT,'4') >= OCGTDATA(JOCGT,'PMIN'));
pocgt.up(JOCGT) = DISPOCGT(JOCGT,'5')$(DISPOCGT(JOCGT,'5') >= OCGTDATA(JOCGT,'PMIN'));

***** AGGIUNTIVE
pumps.up(ONLY) = 500;
shedding.up(ONLY) = 500;
*****

***** Dichiarazione delle equazioni
(omissis)
*****

***** Definizione delle equazioni

** Le equazioni sono definite nella forma EXYZ
**
** La lettera X identifica il tipo di vincolo applicato
** X=0 vincoli su variabili ausiliarie
** X=4 vincoli sulla potenza prodotta
** X=6 vincoli di sistema (potenza e riserva richieste)
** X=7 vincoli sui costi
** X=8 costi totali per tipo di generatore
** X=9 ottimizzazione
**
** La lettera Y assume il valore 0,1 o 2 per generatori rispettivamente
** di tipo coal, ocg e ccgt
** Se è presente un 5 si intende una equazione di tipo globale
**
** La Z rappresenta il numero progressivo

*****

*****
** Vincoli sulla potenza prodotta
E405(JCOAL).. pcoal(JCOAL)-r2negcoal(JCOAL)=g=COALDATA(JCOAL,'PMIN')*udispcoal(JCOAL);

E406(JCOAL).. pcoal(JCOAL)+r2poscoal(JCOAL)=l=COALDATA(JCOAL,'PMAX')*udispcoal(JCOAL);
*****

```

```

E417(JOCGT).. pocgt(JOCGT)-r2negocgt(JOCGT)=g=OCGTDATA(JOCGT,'PMIN')*uocgt(JOCGT);

E418(JOCGT).. pocgt(JOCGT)+r2posocgt(JOCGT)=l=OCGTDATA(JOCGT,'PMAX')*uocgt(JOCGT);
*****

E4208(JCCGT).. pccgt(JCCGT)-r2negccgt(JCCGT)=g=CCGTDATA(JCCGT,'PMIN')*udispccgt(JCCGT);

E4209(JCCGT).. pccgt(JCCGT)+r2posccgt(JCCGT)=l=CCGTDATA(JCCGT,'PMAX')*udispccgt(JCCGT);
*****

*****
** Vincoli di sistema (potenza e riserva)
E650.. SUM(JCOAL, pcoal(JCOAL))+SUM(JOCGT, pocgt(JOCGT))+SUM(JCCGT, pccgt(JCCGT))-pumps('1')+shedding('1')=e=
DISPLOAD('1');
*****

*****
** Vincoli sui costi
E700(JCOAL).. SUM(F, bcoal(JCOAL,F))=e=pcoal(JCOAL);

E701(JCOAL,F).. bcoal(JCOAL,F)=l=COALPW(JCOAL,F);
*****

E710(JOCGT).. SUM(G, bocgt(JOCGT,G))=e=pocgt(JOCGT);

E711(JOCGT,G).. bocgt(JOCGT,G)=l=OCGTPW(JOCGT,G);
*****

E720(JCCGT).. SUM(H, bccgt(JCCGT,H))=e=pccgt(JCCGT);

E721(JCCGT).. w1wisecgt(JCCGT)*CCGTPW(JCCGT,'H1')=l=bccgt(JCCGT,'H1');

E722(JCCGT).. bccgt(JCCGT,'H1')=l=CCGTPW(JCCGT,'H1');

E723(JCCGT).. w2wisecgt(JCCGT)*(CCGTPW(JCCGT,'H2')-CCGTPW(JCCGT,'H1'))=l=bccgt(JCCGT,'H2');

E724(JCCGT).. bccgt(JCCGT,'H2')=l=w1wisecgt(JCCGT)*(CCGTPW(JCCGT,'H2')-CCGTPW(JCCGT,'H1'));

E725(JCCGT).. bccgt(JCCGT,'H3')=l=w2wisecgt(JCCGT)*(CCGTPW(JCCGT,'H3')-CCGTPW(JCCGT,'H2'));

E726(JCCGT).. w2wisecgt(JCCGT)=l=w1wisecgt(JCCGT);
*****

*****
** Somma sui costi
E800(JCOAL).. costcoal(JCOAL)=e=COALDATA(JCOAL,'N1C')*udispcoal(JCOAL)+SUM(F, COALCM(JCOAL,F)*bcoal(JCOAL,F));

E801(JCOAL).. costrescoal(JCOAL)=e=r2poscoal(JCOAL)*R2CCOAL*COALCM(JCOAL,'F1')+
r2negcoal(JCOAL)*R2CCOAL*COALCM(JCOAL,'F1');
*****

E810(JOCGT).. costocgt(JOCGT)=e=OCGTDATA(JOCGT,'N1C')*uocgt(JOCGT)+SUM(G,OCGTGM(JOCGT,G)*bocgt(JOCGT,G));

E811(JOCGT).. costresocgt(JOCGT)=e=r2posocgt(JOCGT)*R2COCGT*OCGTGM(JOCGT,'G1')+
r2negocgt(JOCGT)*R2COCGT*OCGTGM(JOCGT,'G1');
*****

E820(JCCGT).. costccgt(JCCGT)=e=CCGTDATA(JCCGT,'N1C')*udispccgt(JCCGT)+SUM(H,CCGTGM(JCCGT,H)*bccgt(JCCGT,H));

E821(JCCGT).. costresccgt(JCCGT)=e=r2posccgt(JCCGT)*R2CCCGT*CCGTGM(JCCGT,'H1')+
r2negccgt(JCCGT)*R2CCCGT*CCGTGM(JCCGT,'H1');
*****

*****
** Ottimizzazione finale
E950.. costtot=e=SUM(JCOAL,costcoal(JCOAL))+SUM(JOCGT,costocgt(JOCGT))+SUM(JCCGT,costccgt(JCCGT))
+SUM(JCOAL,costrescoal(JCOAL))+SUM(JOCGT,costresocgt(JOCGT))+SUM(JCCGT,costresccgt(JCCGT))+
pumps('1')*PUMPCOST+shedding('1')*SHEDCOST;

** Risoluzione del modello
MODEL dispatch /ALL/;
OPTION limrow=200;

```

```
OPTION limcol=300;
dispatch.optfile = 3;
SOLVE dispatch USING mip MINIMIZING costtot;

modelstatus = dispatch.modelstat;

execute_unload 'gamssol2', pcoal, pccgt, pocgt, udispccgt, uocgt, pumps, shedding, modelstatus;
```


Appendice D

Listato dati GAMS

Viene riportato per completezza il listato relativo ai dati inseriti in GAMS.

```
***** Dichiarazione degli insiemi
SET
K indice degli intervalli temporali globale /k1*k144/

KDAT(K) indice degli intervalli temporali con dati /k101*k136/
** I calcoli vengono svolti su un intervallo sottoinsieme di quello globale

KPAS(K) indice degli intervalli nel passato /k1*k136/

KFUT(K) indice degli intervalli nel futuro /k101*k144/

KEXT(K) indice per forzare la continuità fra giorni /k90*k144/

JCOAL indice dei generatori termoelettrici coal /JCOAL1*JCOAL21/

JOCGT indice dei generatori termoelettrici ocgt /JOCGT1*JOCGT7/

JCCGT indice dei generatori termoelettrici ccgt /JCCGT1*JCCGT17/

L tipo di avvio /l1*l3/
** Insieme usato solo per generatori coal e ccgt

F tratti della curva costi marginali per generatori coal /f1*f3/

G tratti della curva costi marginali per generatori ocgt /g1*g2/

H tratti della curva costi marginali per generatori ccgt /h1*h3/

COALCHAR caratteristiche dei generatori coal /PMIN,PMAX,RD,RU,TC,SDC,UD,DD,N1C,SdT,R3SP,R3NEG,RDR,RUR/

OCGTCHAR caratteristiche dei generatori ocgt /PMIN,PMAX,SdC,UD,DD,N1C,SuC,R3SP,R3NS,R3NEG,RDR,RUR/

CCGTCHAR caratteristiche dei generatori ccgt /PMIN,PMAX,RD,RU,TC,SDC,UD,DD,N1C,SdT,R3SP,R3NS,R3NEG,RDR,RUR/

POWER potenza e riserva richieste /D,R2P,R2N,R3SP,R3NS,R3NG/
** D: carico richiesto
** R2P: riserva secondaria positiva
** R2N: riserva secondaria negativa
** R3SP: riserva terziaria calda (spinning)
** R3NS: riserva terziaria fredda (non spinning)
** R3NEG: riserva terziaria a scendere
*****
*****
***** Tabelle con le caratteristiche dei generatori
**
** PMIN: potenza minima erogabile
```

** PMAx: potenza massima erogabile
 ** RD: rampa di carico massima a scendere
 ** RU: rampa di carico massima a salire
 ** TC: ore necessarie per il raffreddamento (P nulla ma consumo diverso da zero)
 ** SdC: Shut-Down Cost
 ** UD: Uptime Duration, ore minime di funzionamento
 ** DD: Downtime Duration, ore minime di spegnimento
 ** N1C: No load Costs, costi operativi fissi (indipendenti dalla P erogata)
 ** SuC: Start up Costs, costi di avvio (solo per ocgt che si avviano in meno di un'ora)
 ** R3SP: riserva terziaria spinning fornibile
 ** R3NS: riserva terziaria non spinning fornibile
 ** R3NEG: riserva terziaria a scendere fornibile (un quinto della PMAx)
 ** RDR: rampa a scendere per riserva secondaria
 ** RUR: rampa a salire per riserva secondaria
 **

***** SEZIONE COAL *****

 TABLE COALDATA(JCOAL,COALCHAR) caratteristiche dei generatori

*	PMIN	PMAx	RD	RU	TC	SdC	UD
	MW	MW	MW/'	MW/'	h	euro	h
JCOAL1	25	70	0.7	0.7	2	12000	3
JCOAL2	25	70	0.7	0.7	2	12000	3
JCOAL3	25	70	0.7	0.7	2	12000	3
JCOAL4	25	70	0.7	0.7	2	12000	3
JCOAL5	25	70	0.7	0.7	2	12000	3
JCOAL6	60	160	2	1.5	2	14000	3
JCOAL7	60	160	2	1.5	2	14000	3
JCOAL8	60	160	2	1.5	2	14000	3
JCOAL9	60	160	2	1.5	2	14000	3
JCOAL10	60	160	2	1.5	2	14000	3
JCOAL11	120	320	3	2	2	16000	4
JCOAL12	120	320	3	2	2	16000	4
JCOAL13	120	320	3	2	2	16000	4
JCOAL14	120	320	3	2	2	16000	4
JCOAL15	120	320	3	2	2	16000	4
JCOAL16	120	320	3	2	2	16000	4
JCOAL17	120	320	3	2	2	16000	4
JCOAL18	120	320	3	2	2	16000	4
JCOAL19	230	650	8	6	4	20000	6
JCOAL20	230	650	8	6	4	20000	6
JCOAL21	230	650	8	6	4	20000	6

+	DD	N1C	R3SP	R3NEG	RDR	RUR
*	h	euro	MW	MW	MW/'	MW/'
JCOAL1	3	1000	7	14	0.5	0.5
JCOAL2	3	1000	7	14	0.5	0.5
JCOAL3	3	1000	7	14	0.5	0.5
JCOAL4	3	1000	7	14	0.5	0.5
JCOAL5	3	1000	7	14	0.5	0.5
JCOAL6	3	1300	22	32	1.5	1.5
JCOAL7	3	1300	22	32	1.5	1.5
JCOAL8	3	1300	22	32	1.5	1.5
JCOAL9	3	1300	22	32	1.5	1.5
JCOAL10	3	1300	22	32	1.5	1.5
JCOAL11	4	1600	30	64	2	2
JCOAL12	4	1600	30	64	2	2
JCOAL13	4	1600	30	64	2	2
JCOAL14	4	1600	30	64	2	2
JCOAL15	4	1600	30	64	2	2
JCOAL16	4	1600	30	64	2	2
JCOAL17	4	1600	30	64	2	2
JCOAL18	4	1600	30	64	2	2
JCOAL19	5	1900	75	130	5	5
JCOAL20	5	1900	75	130	5	5
JCOAL21	5	1900	75	130	5	5;

TABLE COALSUC(JCOAL,L) costi di avvio

*	L1	L2	L3
	euro	euro	euro
JCOAL1	32000	40000	48000
JCOAL2	32000	40000	48000

JCOAL3	32000	40000	48000
JCOAL4	32000	40000	48000
JCOAL5	32000	40000	48000
JCOAL6	36000	42000	54000
JCOAL7	36000	42000	54000
JCOAL8	36000	42000	54000
JCOAL9	36000	42000	54000
JCOAL10	36000	42000	54000
JCOAL11	50000	60000	80000
JCOAL12	50000	60000	80000
JCOAL13	50000	60000	80000
JCOAL14	50000	60000	80000
JCOAL15	50000	60000	80000
JCOAL16	50000	60000	80000
JCOAL17	50000	60000	80000
JCOAL18	50000	60000	80000
JCOAL19	58000	80000	109000
JCOAL20	58000	80000	109000
JCOAL21	58000	80000	109000;

TABLE COALPW(JCOAL,F) potenze limite per la curva dei costi marginali

	F1	F2	F3
*	MW	MW	MW
JCOAL1	40	55	70
JCOAL2	40	55	70
JCOAL3	40	55	70
JCOAL4	40	55	70
JCOAL5	40	55	70
JCOAL6	95	125	160
JCOAL7	95	125	160
JCOAL8	95	125	160
JCOAL9	95	125	160
JCOAL10	95	125	160
JCOAL11	180	250	320
JCOAL12	180	250	320
JCOAL13	180	250	320
JCOAL14	180	250	320
JCOAL15	180	250	320
JCOAL16	180	250	320
JCOAL17	180	250	320
JCOAL18	180	250	320
JCOAL19	370	510	650
JCOAL20	370	510	650
JCOAL21	370	510	650;

TABLE COALCM(JCOAL,F) costi marginali

	F1	F2	F3
*	euro/MWh	euro/MWh	euro/MWh
JCOAL1	32	33.5	35.5
JCOAL2	32	33.5	35.5
JCOAL3	32	33.5	35.5
JCOAL4	32	33.5	35.5
JCOAL5	32	33.5	35.5
JCOAL6	31	33	34.5
JCOAL7	31	33	34.5
JCOAL8	31	33	34.5
JCOAL9	31	33	34.5
JCOAL10	31	33	34.5
JCOAL11	29	30.5	32
JCOAL12	29	30.5	32
JCOAL13	29	30.5	32
JCOAL14	29	30.5	32
JCOAL15	29	30.5	32
JCOAL16	29	30.5	32
JCOAL17	29	30.5	32
JCOAL18	29	30.5	32
JCOAL19	27	29.5	30.5
JCOAL20	27	29.5	30.5
JCOAL21	27	29.5	30.5;

PARAMETER COALSUTL(L) tempi inferiori di startup

/ L1 0,
L2 8,

L3 72 / ;

PARAMETER COALSUTU(L) tempi superiori di startup
 / L1 8,
 L2 72,
 L3 100 / ;

PARAMETER COALHEATT(L) tempi di riscaldamento
 / L1 3,
 L2 6,
 L3 10 / ;

SEZIONE OCGT

TABLE OCGTDATA(JOCGT,OCGTCHAR) caratteristiche dei generatori

*	PMIN	PMAX	SdC	UD	DD	NLC
	MW	MW	euro	h	h	euro
JOCGT1	30	80	1200	1	1	1000
JOCGT2	30	80	1200	1	1	1000
JOCGT3	30	80	1200	1	1	1000
JOCGT4	30	80	1200	1	1	1000
JOCGT5	30	80	1200	1	1	1000
JOCGT6	30	80	1200	1	1	1000
JOCGT7	60	150	1500	1	1	1000

+	SuC	R3SP	R3NS	R3NEG	RDR	RUR
*	euro	MW	MW	MW	MW/'	MW/'
JOCGT1	2500	50	80	80	5	5
JOCGT2	2500	50	80	80	5	5
JOCGT3	2500	50	80	80	5	5
JOCGT4	2500	50	80	80	5	5
JOCGT5	2500	50	80	80	5	5
JOCGT6	2500	50	80	80	5	5
JOCGT7	3000	90	150	150	10	10;

TABLE OCGTPW(JOCGT,G) potenze limite per la curva dei costi marginali

*	G1	G2
	MW	MW
JOCGT1	55	80
JOCGT2	55	80
JOCGT3	55	80
JOCGT4	55	80
JOCGT5	55	80
JOCGT6	55	80
JOCGT7	105	150;

TABLE OCGTCM(JOCGT,G) costi marginali

*	G1	G2
	euro/MWh	euro/MWh
JOCGT1	87	92
JOCGT2	87	92
JOCGT3	87	92
JOCGT4	87	92
JOCGT5	87	92
JOCGT6	87	92
JOCGT7	82	95;

SEZIONE CCGT

TABLE CCGTDATA(JCCGT,CCGTCHAR) caratteristiche dei generatori

*	PMIN	PMAX	RD	RU	TC	SdC	UD
	MW	MW	MW/'	MW/'	h	euro	h
JCCGT1	40	120	6	6	2	10000	4
JCCGT2	40	120	6	6	2	10000	4
JCCGT3	180	400	18	18	2	12000	4
JCCGT4	180	400	18	18	2	12000	4
JCCGT5	180	400	18	18	2	12000	4
JCCGT6	180	400	18	18	2	12000	4
JCCGT7	180	400	18	18	2	12000	4
JCCGT8	180	400	24	24	2	12000	4
JCCGT9	180	400	24	24	2	12000	4

JCCGT10	180	400	24	24	2	12000	4
JCCGT11	180	400	24	24	2	12000	4
JCCGT12	180	400	24	24	2	12000	4
JCCGT13	180	400	24	24	2	12000	4
JCCGT14	380	850	30	30	2	13000	4
JCCGT15	380	850	30	30	2	13000	4
JCCGT16	380	850	30	30	2	13000	4
JCCGT17	380	850	30	30	2	13000	4

+	DD	NIC	R3SP	R3NS	R3NEG	RDR	RUR
*	h	euro	MW	MW	MW	MW/'	MW/'
JCCGT1	3	2800	80	120	80	4	4
JCCGT2	3	2800	80	120	80	4	4
JCCGT3	3	3200	240	240	100	12	12
JCCGT4	3	3200	240	240	100	12	12
JCCGT5	3	3200	240	240	100	12	12
JCCGT6	3	3200	240	240	100	12	12
JCCGT7	3	3200	240	240	100	12	12
JCCGT8	3	3200	360	360	160	18	18
JCCGT9	3	3200	360	360	160	18	18
JCCGT10	3	3200	360	360	160	18	18
JCCGT11	3	3200	360	360	160	18	18
JCCGT12	3	3200	360	360	160	18	18
JCCGT13	3	3200	360	360	160	18	18
JCCGT14	3	3800	450	450	320	15	15
JCCGT15	3	3800	450	450	320	15	15
JCCGT16	3	3800	450	450	320	15	15
JCCGT17	3	3800	450	450	320	15	15;

TABLE CCGTSUC(JCCGT,L) costi di avvio

	L1	L2	L3
*	euro	euro	euro
JCCGT1	16000	24000	42000
JCCGT2	16000	24000	42000
JCCGT3	18000	27000	45000
JCCGT4	18000	27000	45000
JCCGT5	18000	27000	45000
JCCGT6	18000	27000	45000
JCCGT7	18000	27000	45000
JCCGT8	18000	27000	45000
JCCGT9	18000	27000	45000
JCCGT10	18000	27000	45000
JCCGT11	18000	27000	45000
JCCGT12	18000	27000	45000
JCCGT13	18000	27000	45000
JCCGT14	22000	33000	60000
JCCGT15	22000	33000	60000
JCCGT16	22000	33000	60000
JCCGT17	22000	33000	60000;

TABLE CCGTPW(JCCGT,H) potenze limite per la curva dei costi marginali

	H1	H2	H3
*	MW	MW	MW
JCCGT1	60	100	120
JCCGT2	60	100	120
JCCGT3	250	350	400
JCCGT4	250	350	400
JCCGT5	250	350	400
JCCGT6	250	350	400
JCCGT7	250	350	400
JCCGT8	250	350	400
JCCGT9	250	350	400
JCCGT10	250	350	400
JCCGT11	250	350	400
JCCGT12	250	350	400
JCCGT13	250	350	400
JCCGT14	500	725	850
JCCGT15	500	725	850
JCCGT16	500	725	850
JCCGT17	500	725	850;

TABLE CCGTCM(JCCGT,H) costi marginali

H1	H2	H3
----	----	----

*	euro/MWh	euro/MWh	euro/MWh
JCCGT1	57	55	59
JCCGT2	57	55	59
JCCGT3	54	52	56
JCCGT4	54	52	56
JCCGT5	54	52	56
JCCGT6	54	52	56
JCCGT7	54	52	56
JCCGT8	54	52	56
JCCGT9	54	52	56
JCCGT10	54	52	56
JCCGT11	54	52	56
JCCGT12	54	52	56
JCCGT13	54	52	56
JCCGT14	50	48	52
JCCGT15	50	48	52
JCCGT16	50	48	52
JCCGT17	50	48	52;

PARAMETER CCGTSUTL(L) tempi inferiori di startup
 / L1 0,
 L2 8,
 L3 48 / ;

PARAMETER CCGTSUTU(L) tempi superiori di startup
 / L1 8,
 L2 48,
 L3 100 / ;

PARAMETER CCGTHEATT(L) tempi di riscaldamento
 / L1 1,
 L2 2,
 L3 4 / ;

** Tempo necessario affinché la sezione a vapore sia sincronizzabile

**** Costanti

SCALAR N /500/;

* Costante che viene usata per rilassare il vincolo sui gradienti in fase di accensione e spegnimento

* E' sufficiente prendere la Pmin maggiore fra i vari generatori

SCALAR R2CCDAL /0.2/

R2CCCGT /0.2/

R2CCCGT /0.2/

R3SPCCDAL /0.7/

R3SPCCCGT /0.15/

R3SPCCCGT /0.3/

R3NSPCCCGT /0.2/

R3NSPCCCGT /0.6/

R3NEGCCDAL /0.7/

R3NEGCCCGT /0.15/

R3NEGCCCGT /0.3/;

* Percentuali che definiscono le offerte per i vari tipi di riserva

Bibliografia

- [1] D. Connolly et al. «A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems». In: *Applied Energy* 87.4 (2010), pp. 1059–1082.
- [2] Elaine K. Hart, Eric D. Stoutenburg e Mark Z. Jacobson. «The potential of intermittent renewables to meet electric power demand: current methods and emerging analytical techniques». In: *Proceedings of the IEEE* 100.2 (February 2012), pp. 322–334.
- [3] Paul Denholm, Robert M. Margolis e James M. Milford. «Quantifying avoided fuel use and emissions from solar photovoltaic generation in the western United States». In: *Environmental science & technology* 43.1 (2009), pp. 226–232.
- [4] J.P. Deane, G. Drayton e B. P. Ó Gallachóir. «The impact of sub-hourly modelling in power systems with significant levels of renewable generation». In: *Applied Energy* 113 (January 2014), pp. 152–158.
- [5] Anne Sjoerd Brouwera et al. «Impacts of large-scale Intermittent Renewable Energy Sources on electricity systems, and how these can be modeled». In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 33 (May 2014), pp. 443–466.
- [6] Elaine K. Hart e Mark Z. Jacobson. «A Monte Carlo approach to generator portfolio planning and carbon emissions assessments of systems with large penetrations of variable renewables». In: *Renewable Energy* 36.8 (August 2011), pp. 2278–2286.
- [7] Lauren Valentino et al. «System-wide emissions implications of increased wind power penetration». In: *Environmental science & technology* 46.7 (2012), pp. 4200–4206.
- [8] International Energy Agency. *Electricity information*. 2012.
- [9] TERNA. *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia*. 2013.

- [10] Juan Álvarez López, Rolando Nieva Gómez e Isaías Guillén Moya. «Commitment of Combined Cycle Plants Using a Dual Optimization–Dynamic Programming Approach». In: *IEEE Transactions on Power Systems* 26.2 (May 2011), pp. 728–737.
- [11] G. W. Chang, G. S. Chuang e T. K. Lu. «A Simplified Combined-Cycle Unit Model for Mixed Integer Linear Programming-Based Unit Commitment». In: *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*. Pittsburgh, PA, 2008.
- [12] Allen J. Wood, Bruce F. Wollenberg e Gerald B. Sheblé. *Power generation, operation, and control*. 3rd. Wiley, 2014.
- [13] Antonio Gómez-Expósito, Antonio J. Conejo e Claudio Cañizares, cur. *Electric energy systems - Analysis and operation*. CRC Press, 2009.
- [14] H. Spliethoff. *Power Generation from Solid Fuels*. Springer, 2010.
- [15] R. Kehlhofer et al. *Combined-cycle gas & steam turbine power plants*. 3rd. PenWell, 2009.
- [16] TERNA. *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia*. 2012.
- [17] Christos K. Simoglou, Pandelis N. Biskas e Anastasios G. Bakirtzis. «Optimal Self-Scheduling of a Thermal Producer in Short-Term Electricity Markets by MILP». In: *IEEE Transactions on Power Systems* 25.4 (November 2010), pp. 1965–1977.
- [18] Germán Morales-España, Andres Ramos e Javier García-González. «An MIP Formulation for Joint Market-Clearing of Energy and Reserves Based on Ramp Scheduling». In: *IEEE Transactions on Power Systems* 29.1 (January 2014), pp. 476–488.
- [19] TERNA. *Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza*. Allegato A.15. 2008.
- [20] Math H. J. Bollen e Fainan Hassan. *Integration of distributed generation in the power system*. Wiley - IEEE Press, 2011.
- [21] Hannele Holttinen et al. «Methodologies to Determine Operating Reserves Due to Increased Wind Power». In: *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 3.4 (October 2012), pp. 713–723.

- [22] Manuel A. Matos e Ricardo J. Bessa. «Setting the Operating Reserve using Probabilistic Wind Power Forecasts». In: *IEEE Transactions on Power Systems* 26.2 (May 2011), pp. 594–603.
- [23] TERNA. *Procedura per la selezione delle risorse per la fase di programmazione del MSD*. Allegato A.22. 2010.
- [24] M. Paulescu et al. *Weather Modeling and Forecasting of PV Systems Operation*. Springer, 2013.
- [25] Elke Lorenz et al. «Regional PV power prediction for improved grid integration». In: *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 19.7 (November 2011), pp. 757–771.
- [26] Irina Ciornei e Elias Kyriakides. «Recent methodologies and approaches for the economic dispatch of generation in power systems». In: *International Transactions on Electrical Energy Systems* (April 2012). DOI: 10.1002/etep.1635.
- [27] Narayana Prasad Padhy. «Unit Commitment-A Bibliographical Survey». In: *IEEE Transactions on Power Systems* 19.2 (May 2004), pp. 1196–1205.
- [28] H. P. Williams. *Logic and integer programming*. Springer, 2009.
- [29] H. P. Williams. *Model building in mathematical programming*. 5th. Wiley, 2013.
- [30] Len L. Garver. «Power Generation Scheduling by Integer Programming-Development of Theory». In: *Power Apparatus and Systems, Part III. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers* 81.3 (April 1962), pp. 730–734.
- [31] José M. Arroyo e Antonio J. Conejo. «Optimal response of a thermal unit to an electricity spot market». In: *IEEE Transactions on Power Systems* 15.3 (August 2000), pp. 1098–1104.
- [32] José M. Arroyo e Antonio J. Conejo. «Modeling of Start-Up and Shut-Down Power Trajectories of Thermal Units». In: *IEEE Transactions on Power Systems* 19.3 (August 2004), pp. 1562–1568.
- [33] Miguel Carrión e José M. Arroyo. «A computational efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem». In: *IEEE Transactions on Power Systems* 21.3 (August 2006), pp. 1371–1378.
- [34] James Ostrowski, Miguel F. Anjos e Anthony Vannelli. «Tight Mixed Integer Linear Programming Formulations for the Unit Commitment Problem». In: *IEEE Transactions on Power Systems* 27.1 (February 2012), pp. 39–46.

- [35] Álvaro Jaramillo Duque et al. «Simulation scenarios and prediction intervals in wind power forecasting with the Beta distribution». In: *Proceeding of the 11th Spanish-Portuguese Conference on Electrical Engineering*. Zaragoza, Spain, 2009.
- [36] Pierre Pinson et al. «From probabilistic forecasts to statistical scenarios of short-term wind power production». In: *Wind Energy* 12.1 (January 2009), pp. 51–62.
- [37] G. Giebel et al. *The State-Of-The-Art in Short-Term Prediction of Wind Power*. Project funded by the European Commission under the 6th Framework Program, Priority 6.1: Sustainable Energy Systems. ANEMOS.plus, 2011.
- [38] Niamh Troy, Eleanor Denny e Mark O’Malley. «Base-Load Cycling on a System With Significant Wind Penetration». In: *IEEE Transactions on Power Systems* 25.2 (May 2010), pp. 1088–1097.
- [39] ISPRA. *Fattori di emissione di CO2 nel settore elettrico e analisi della decomposizione delle emissioni*. 172. 2012.
- [40] Pei Zhaia et al. «The potential for avoided emissions from photovoltaic electricity in the United States». In: *Energy* 47.1 (November 2012), pp. 443–450.
- [41] F. Gutiérrez-Martín, R.A. Da Silva-Álvarez e P. Montoro-Pintado. «Effects of wind intermittency on reduction of CO2 emissions: The case of the Spanish power system». In: *Energy* 61 (November 2013), pp. 108–117.
- [42] Warren Katzenstein e Jay Apt. «Air Emissions Due To Wind And Solar Power». In: *Environmental science & technology* 43.2 (2009), pp. 253–258.