

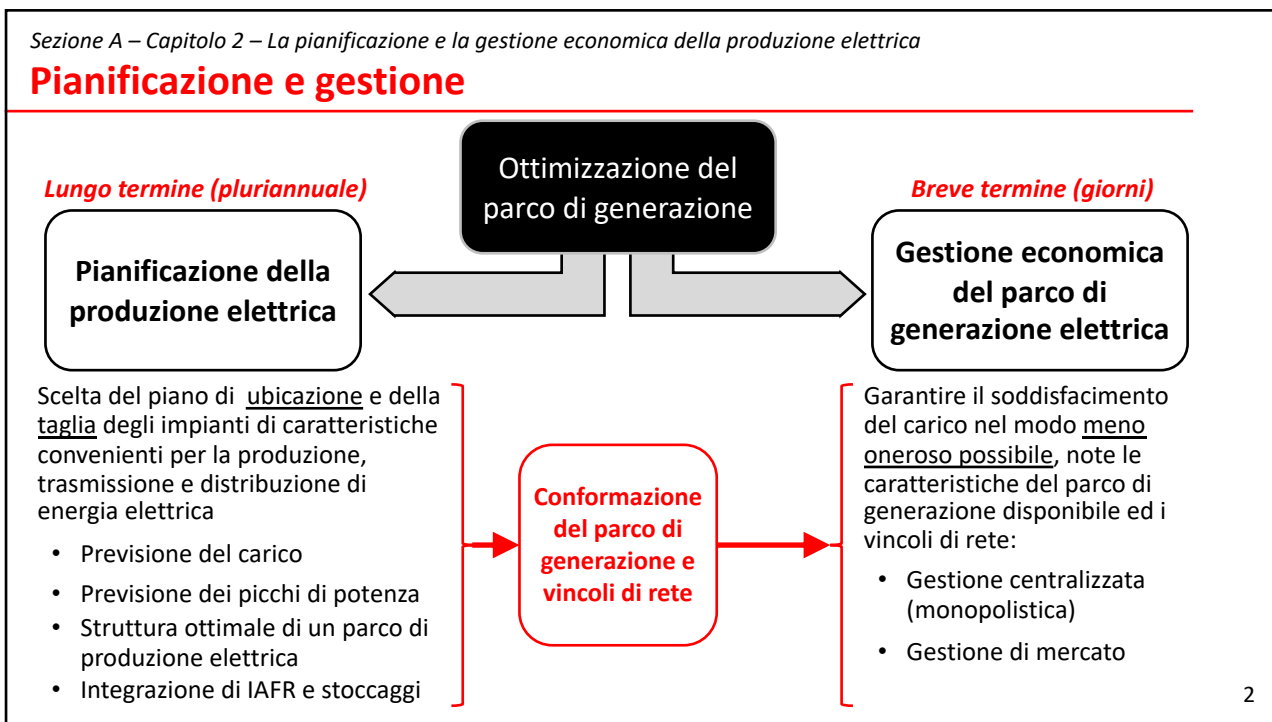
F. Bignucolo – Impianti di produzione dell'energia elettrica

SEZIONE A – INTRODUZIONE AGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE ELETTRICA

Capitolo 2

La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

1

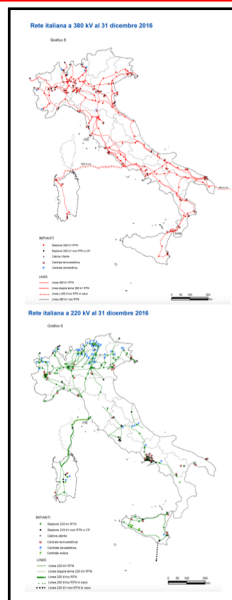


Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

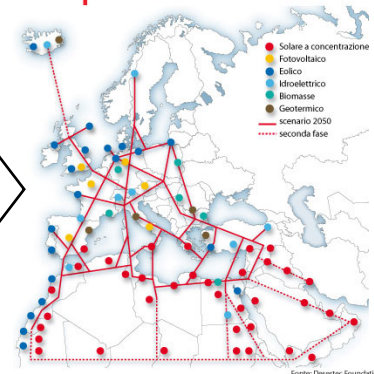
Pianificazione a lungo termine

Aspetti tecnici ed economici coinvolti

- Parco di produzione:
 - Fonti energetiche disponibili (in luoghi e tempi diversi)
 - Caratteristiche tecniche e di costo degli impianti di generazione realizzabili
- Struttura del sistema elettrico (rete elettrica)
 - Caratteristiche del sistema di produzione e locazione degli impianti
 - Localizzazione dei centri di consumo
 - Configurazione geografica dell'area di analisi
 - Caratteristiche tecniche e di costo degli impianti stessi per la trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica



La super rete elettrica del futuro

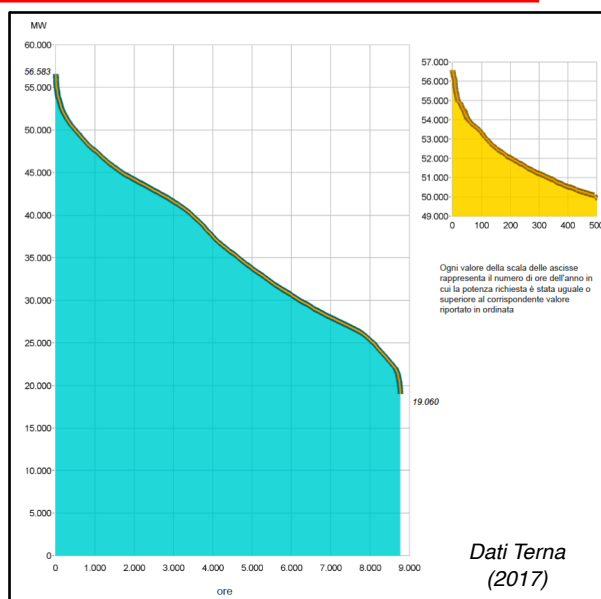


3

Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Previsione del carico

- Conoscere il carico da servire è il primo fondamentale passo per una corretta pianificazione
 - È come cercare di caratterizzare la «clientela» in termini di quantità, qualità, preferenze, sensibilità, ecc.
- In un intervallo di tempo è necessario identificare:
 - Richiesta di energia (integrale della curva di carico)
 - Punta massima di potenza (valore massimo della curva di carico)
- **Sono parametri indipendenti?!**
 - No, esistono andamenti tipici della curva (o diagramma) di carico, con variazioni stagionali correlate ad aspetti climatici e calendariali
 - Analogamente, esistono forme tipiche delle curve di durata
- Solitamente si cerca di prevedere il consumo atteso
 - Metodi diretti (auto-proiettivi)
 - Metodi indiretti



Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Previsione del carico – Metodi diretti (auto-proiettivi)

- In passato la stima del carico atteso era piuttosto grossolana
 - «Raddoppio del carico in 10 anni»
- Si sono sviluppati nel seguito metodi più complessi basati sui dati della serie storica pregressa
- Si definisce un **tasso relativo di crescita atteso dei consumi** a
- Fissato un intervallo di tempo di riferimento (es. anno), i consumi futuri W dopo un intervallo T saranno pari ai consumi attuali W_0 incrementati esponenzialmente di un **tasso cautelativo di incremento** i_w (maggiore di a di un opportuno margine di sicurezza)

$$\frac{dW}{W} = a$$

$$W = W_0 (1 + i_w)^T$$

- Tale modello semplificato porterebbe ad una crescita esponenziale del consumo
 - Consumo infinito nel lungo periodo → ipotesi irrealistica

5

Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Previsione del carico – Metodi diretti (auto-proiettivi)

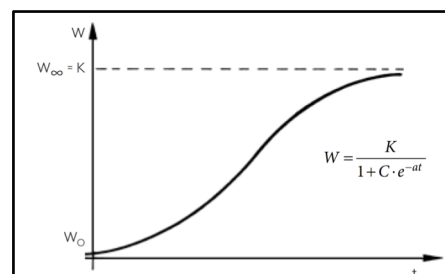
- L'analisi delle serie storiche (depurate da aspetti puntuali come conflitti bellici, ecc.) porta a ritenere più plausibile un modello con **tasso relativo di crescita dei consumi influenzato dal livello dei consumi raggiunti** W
- Fissato $K = a/b$, si ha

$$\frac{dW}{W} = a - bW$$

$$\frac{dW}{W} + \frac{dW}{K - W} = a \cdot dt$$

- Integrando si ottiene una curva a sigmoide definita **curva logistica**:
 - All'inizio (T piccolo) si ha una crescita quasi esponenziale
 - Asintoto orizzontale ($W \rightarrow K$ per T molto grande)

$$W = \frac{K}{1 + C \cdot e^{-at}}$$



► Figura 2.1 Esempio di curva logistica.

Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Previsione del carico – Metodi indiretti

- Nei paesi industrializzati è evidente una stretta correlazione tra consumo di energia elettrica e sviluppo dell'economia (esprimibile con indici macroeconomici, es. il Prodotto Nazionale Lordo annuo **P**)
 - Introduzione dei metodi indiretti di previsione del carico
 1. Regressione econometrica
 2. Analisi del consumo dell'utenza

7

Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Previsione del carico – Metodi indiretti

- Nei paesi industrializzati è evidente una stretta correlazione tra consumo di energia elettrica e sviluppo dell'economia (esprimibile con indici macroeconomici, es. il Prodotto Nazionale Lordo annuo **P**)
 - Introduzione dei metodi indiretti di previsione del carico
 1. **Regressione econometrica**: proiezioni basate sull'analisi delle serie storiche di **P**, dove si rileva una certa omoteticità tra **P** e **W**
 - Si introduce il **fattore di elasticità a**
 - Valori tipici di fattore di elasticità sono 1,5-1,6
 - Si ripartisce il consumo stimato tra i vari settori produttivi sulla base del relativo indice macroeconomico (**P**)

$$W = k \cdot P^a$$

$$a = \frac{\frac{dW}{W}}{\frac{dP}{P}}$$

8

Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Previsione del carico – Metodi indiretti

- Nei paesi industrializzati è evidente una stretta correlazione tra consumo di energia elettrica e sviluppo dell'economia (esprimibile con indici macroeconomici, es. il Prodotto Nazionale Lordo annuo P)
 - Introduzione dei metodi indiretti di previsione del carico
 1. Regressione econometrica
 2. **Analisi del consumo dell'utenza**
 - Prevedere il fabbisogno di energia indagando la futura tipologia dei consumi
 - Metodo empirico della saturazione degli apparecchi utilizzatori (appliance saturation method)
 - Indagini per definire il numero di utenti in possesso di un certo tipo di apparecchiatura elettrica
 - Metodi basati sull'uso finale dell'energia (end-use energy methods)
 - Analisi dei processi attuati dagli utenti
 - **Quale metodo usare?** Dipende da reperibilità dei dati, tipologia degli utenti e grado di approssimazione richiesto

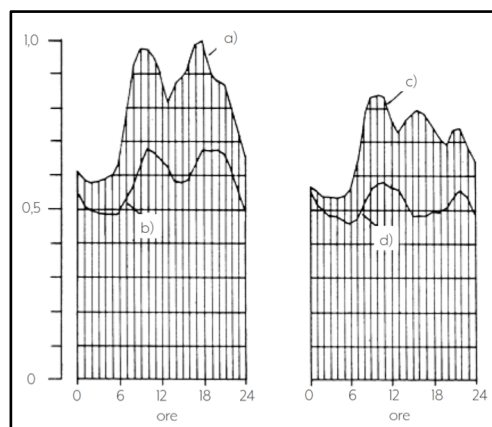
9

Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Previsione del picco (massima potenza prelevata)

$$\text{Produzione} = \text{Consumo} + \text{Perdite di rete} \pm \text{Accumulo}$$

- Al momento non sono presenti sistemi di accumulo elettrico di taglia comparabile con il carico complessivo
- Istante per istante, **produzione = carico (+ perdite)**
 - Se a livello istantaneo il carico (+ perdite) fosse maggiore della produzione → Rallentamento delle macchine rotanti → Abbassamento della frequenza
- È richiesto un dimensionamento del sistema per coprire la massima potenza richiesta → **Fabbisogno di potenza alla punta**
- Le maggiori variazioni si hanno su base giornaliera



10

Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Previsione del picco (massima potenza prelevata)

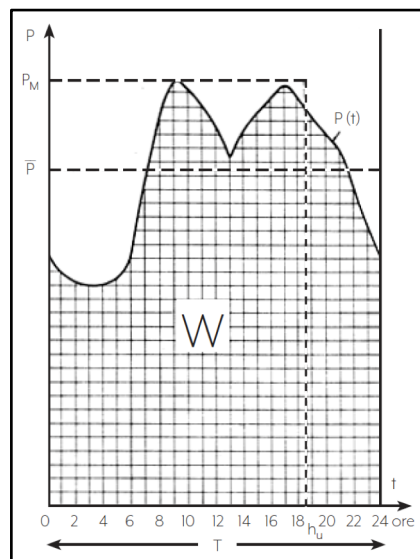
- Nota la previsione dei consumi del carico W , la potenza massima del carico P_M si calcola tramite il **fattore di carico** f_c nell'intervallo T

$$f_c = \frac{\bar{P}}{P_M} = \frac{W}{P_M T}$$

- \bar{P} è la potenza media del carico nel periodo T
- Dualmente è possibile definire la **durata di utilizzazione** h_u riferita alla potenza di picco

$$h_u = \frac{W}{P_M} \text{ in [h]; da cui: } f_c = \frac{h_u}{T}$$

- I rettangoli $\bar{P} \cdot T$ e $P_M \cdot h_u$ sono equi-area (W)

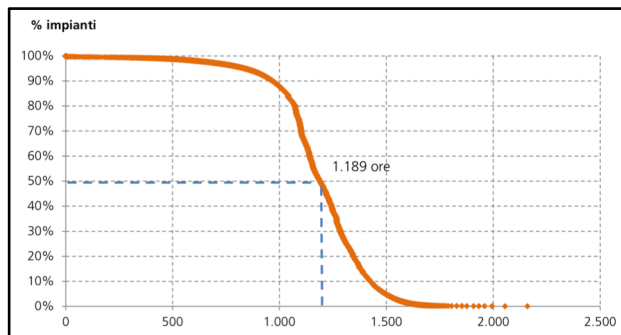
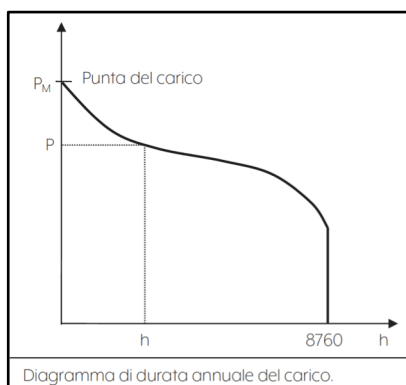


11

Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Diagramma di durata

- Nel **diagramma di durata**, ogni ascissa h fornisce la durata per cui si ha una potenza uguale o superiore alla corrispondente ordinata P
 - Noto il diagramma cronologico del carico, è sufficiente ordinare i valori in ordine decrescente
- Utilizzando i diagrammi di durata in sede di pianificazione è immediatamente possibile verificare se il parco di generazione è in grado di soddisfare la domanda, con un opportuno margine di riserva



Esempio pratico: ore di utilizzazione equivalenti degli impianti fotovoltaici in Italia nel 2017 (fonte: GSE)

12

Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Struttura ottimale di un parco di produzione elettrica

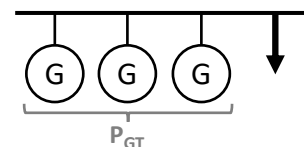
- La **composizione del sistema di produzione** dipende da
 - **Costo d'investimento** dei diversi tipi di impianto realizzabili
 - **Costo di gestione/funzionamento** degli impianti
 - Costo del combustibile (negli impianti a fonti fossili)
 - Costo per acquisizione diritti necessari all'esercizio dell'impianto (es. diritto di superficie sulla aree su cui ricade l'installazione)
 - Costo per il trattamento dei fumi (impianti a combustione)
 - Costi di manutenzione ordinaria e straordinaria
 - Costi di gestione, assicurazione, ecc.
 - **Vincoli di funzionamento** degli impianti
 - Vincoli imposti dallo sfruttamento della fonte primaria (es. rilascio minimo vitale per impianti idroelettrici)
 - Vincoli imposti dall'andamento del carico

13

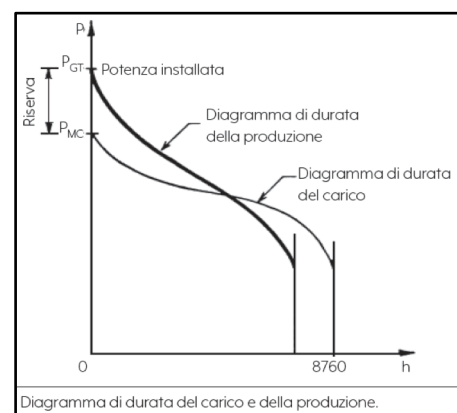
Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Struttura ottimale di un parco di produzione elettrica

- Ipotesi di studio:
 - Tutti gruppi termoelettrici (in prima analisi)
 - Tutti i gruppi connessi alla stessa sbarra (vincoli di rete non presenti)



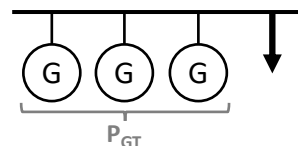
- **STEP 1:** determinazione della potenza installata P_{GT}
 - Si costruisce il **diagramma di durata della produzione** ordinando le unità generatrici per valori decrescenti delle rispettive durate di utilizzazione
 - Si fa in modo che l'area sottesa da tale diagramma eguagli l'area delimitata dal diagramma di durata del carico
 - Si definisce la **potenza installata** P_{GT}



Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Struttura ottimale di un parco di produzione elettrica

- Ipotesi di studio:
 - Tutti gruppi termoelettrici (in prima analisi)
 - Tutti i gruppi connessi alla stessa sbarra (vincoli di rete non presenti)



- STEP 2:** determinazione della **funzioni di costo** F_i
 - Tali funzioni di costo sono composte da almeno 2 termini:
 - K:** costo fisso annuo specifico (ripartizione del costo di installazione – ammortamento dell'impianto)
 - c:** costo specifico (unitario) medio dell'energia prodotta nell'anno. Per gli impianti a fonte fossile, **c** è principalmente composto dal costo del combustibile
 - Determinazione delle **funzioni di costo per unità di potenza installata** f_i (**h** è la durata di utilizzazione delle centrali)
 - È ragionevole assumere che se una centrale ha costo di installazione elevato ($K \uparrow$), allora abbia costo specifico basso ($c \downarrow$)

$$F = KP + cW$$

$$\begin{aligned} f_1 &= K_1 + c_1 h \\ f_2 &= K_2 + c_2 h \\ f_3 &= K_3 + c_3 h \end{aligned}$$

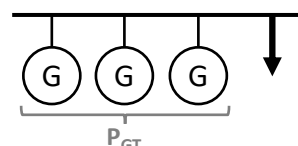
$$c_1 < c_2 < c_3 \text{ se } K_1 > K_2 > K_3$$

15

Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Struttura ottimale di un parco di produzione elettrica

- Ipotesi di studio:
 - Tutti gruppi termoelettrici (in prima analisi)
 - Tutti i gruppi connessi alla stessa sbarra (vincoli di rete non presenti)



- STEP 3:** costruzione della **funzione di costo complessiva** in funzione delle potenze delle varie tipologie (P_1, P_2 e P_3 nell'esempio)

$$F(P_1, P_2, P_3) = \left[K_1 P_1 + c_1 \int_0^{P_1} h(P) \cdot dP \right] + \left[K_2 P_2 + c_2 \int_{P_1}^{P_1+P_2} h(P) \cdot dP \right] + \left[K_3 P_3 + c_3 \int_{P_1+P_2}^{P_1+P_2+P_3} h(P) \cdot dP \right]$$

- Devono essere tenuti in considerazione due tipi di **vincolo**:
 - Consistenza** del parco di generazione

$$P_1 + P_2 + P_3 = P_{GT}$$

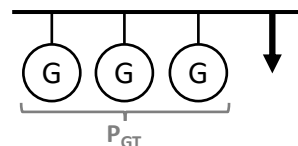
- Potenze nominali non negative:** $P_1 \geq 0; P_2 \geq 0; P_3 \geq 0$

16

Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Struttura ottimale di un parco di produzione elettrica

- Ipotesi di studio:
 - Tutti gruppi termoelettrici (in prima analisi)
 - Tutti i gruppi connessi alla stessa sbarra (vincoli di rete non presenti)



MINIMIZZAZIONE DELLE FUNZIONE DI COSTO COMPLESSIVA

- Metodo dei moltiplicatori di Lagrange applicato alla funzione $L = F(P_1, P_2, P_3) + \lambda(P_{GT} - P_1 - P_2 - P_3)$
- I valori ottimi di P_1 P_2 P_3 e la variabile ausiliaria (moltiplicatore) devono soddisfare il sistema a 4 equazioni in 4 incognite

$$\begin{cases} \frac{\partial L}{\partial P_1} = \frac{\partial F}{\partial P_1} - \lambda = K_1 + c_1 \cdot h(P_1) - c_2 \cdot h(P_1) + c_2 \cdot h(P_1 + P_2) - c_3 \cdot h(P_1 + P_2) + c_3 \cdot h(P_1 + P_2 + P_3) - \lambda = 0 \\ \frac{\partial L}{\partial P_2} = \frac{\partial F}{\partial P_2} - \lambda = K_2 + c_2 \cdot h(P_1 + P_2) - c_3 \cdot h(P_1 + P_2) + c_3 \cdot h(P_1 + P_2 + P_3) - \lambda = 0 \\ \frac{\partial L}{\partial P_3} = \frac{\partial F}{\partial P_3} - \lambda = K_3 + c_3 \cdot h(P_1 + P_2 + P_3) - \lambda = 0 \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda} = P_{GT} - P_1 - P_2 - P_3 = 0 \end{cases}$$

17

Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Struttura ottimale di un parco di produzione elettrica

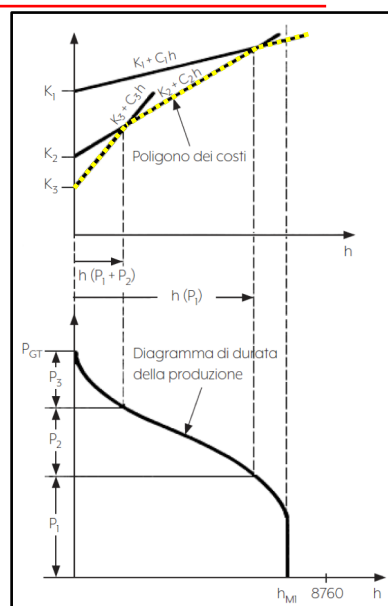
- Ipotesi di studio:
 - Tutti gruppi termoelettrici (in prima analisi)
 - Tutti i gruppi connessi alla stessa sbarra (vincoli di rete non presenti)

MINIMIZZAZIONE DELLE FUNZIONE DI COSTO COMPLESSIVA

- Si determina le durate di funzionamento $h(P_1)$ e $h(P_2)$

$$h(P_1) = \frac{K_1 - K_2}{c_2 - c_1} \quad h(P_1 + P_2) = \frac{K_2 - K_3}{c_3 - c_2}$$

- Dal diagramma di durata della produzione si ricavano quindi P_1 e P_2
- Allo stesso risultato si giunge anche con una procedura grafica che compara tra loro le funzioni di costo per unità di potenza installata $f_i \rightarrow$ I valori $h(P_1)$ e $h(P_2)$ si determinano in corrispondenza dei vertici del poligono dei costi (in giallo tratteggiato nella figura in alto)



Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Struttura ottimale di un parco di produzione elettrica

- Ipotesi di studio:
 - Tutti gruppi termoelettrici (in prima analisi)
 - Tutti i gruppi connessi alla stessa sbarra (vincoli di rete non presenti)
- **MINIMIZZAZIONE DELLE FUNZIONE DI COSTO COMPLESSIVA**
 - In condizioni di ottimo, una variazione dP (infinitesima, o realisticamente molto piccola) della totale potenza installata P_{GT} dà luogo ad una variazione del costo annuo F che è la stessa a qualunque tipo di unità venga attribuita la dP

$$dF_1 = \frac{\partial F}{\partial P_1} dP ; dF_2 = \frac{\partial F}{\partial P_2} dP ; dF_3 = \frac{\partial F}{\partial P_3} dP \rightarrow \partial F_1 = \lambda \cdot dP ; \partial F_2 = \lambda \cdot dP ; \partial F_3 = \lambda \cdot dP$$
 - La variabile ausiliaria λ (univocamente determinata in condizioni di ottimo) ha il significato di **costo specifico annuo** (per unità di potenza all'anno, comprensivo di costi fissi e di produzione di energia) per una variazione infinitesima della potenza totale installata P_{GT}
 - Quindi λ è il **costo (specifico annuo) incrementale del sistema di generazione**

19

Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Struttura ottimale di un parco di produzione elettrica

- Ipotesi di studio:
 - Tutti gruppi termoelettrici (in prima analisi)
 - Tutti i gruppi connessi alla stessa sbarra (vincoli di rete non presenti)
- **MINIMIZZAZIONE DELLE FUNZIONE DI COSTO COMPLESSIVA**
 - **Ma quanto vale λ ?** Considerando che $h(P_1+P_2+P_3) = h(P_{GT}) \downarrow \downarrow$

$$\lambda = K_3 + c_3 h(P_{GT}) \cong K_3$$
 - Il costo (specifico annuo) incrementale del sistema di generazione λ è all'incirca uguale al costo specifico annuo fisso delle unità impiegate per l'estrema punta del diagramma di durata della produzione

20

Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Integrazione di gruppi non termoelettrici

- Si considera un parco generatori con unità termoelettriche e gruppi idroelettrici
- In generale è complesso includere generatori non termoelettrici nel problema di ottimizzazione descritto nelle slide precedenti:
 - Ogni impianto ha proprie caratteristiche funzionali e di costo
 - Influenza degli andamenti idrologici (disponibilità della sorgente e posizione orografica)
- L'inserimento di gruppi idroelettrici può essere fatto considerando un sistema puramente termoelettrico di base e apportando delle sostituzioni con impianti idroelettrici, in funzione delle loro caratteristiche
- Si considerano alcuni casi significativi:
 - Impianti ad acqua fluente ($h \uparrow$)
 - Impianto a bacino di modulazione giornaliera
 - Impianti a serbatoio (di punta)

21

Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Integrazione di gruppi non termoelettrici

IMPIANTI AD ACQUA FLUENTE

- L'energia disponibile andrà a collocarsi, onde evitare sfiorii, alla base dei diagrammi giornalieri
- Un impianto ad acqua fluente ha come caratteristiche:
 - Producibilità media W_F
 - Potenza massima P_{FM} , di cui solo una quota $P_{FG} \leq P_{FM}$ è garantita durante l'anno
 - Costo annuo C_F (~ coincidente col solo costo fisso per oneri finanziari, personale, canoni, etc.)
- Effetto della presenza dell'impianto ad acqua fluente:
 - Si introduce nel sistema il costo per l'impianto ad acqua fluente C_F
 - L'energia W_F sostituirà altrettanta energia termoelettrica che sarebbe stata prodotta da impianti di base ad un costo unitario $c_b \rightarrow$ Si ottiene un risparmio $c_b \cdot W_F$
 - Si potrà inoltre evitare l'installazione di impianti termoelettrici di base per una potenza pari a P_{FG} (che avrebbero costo annuo unitario fisso K_b) \rightarrow Ulteriore risparmio pari a $K_b \cdot P_{FG}$

22

Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Integrazione di gruppi non termoelettrici

IMPIANTI AD ACQUA FLUENTE

- L'energia disponibile andrà a collocarsi, onde evitare sfiori, alla base dei diagrammi giornalieri
- Un impianto ad acqua fluente ha come caratteristiche:
 - Producibilità media W_F
 - Potenza massima P_{FM} , di cui solo una quota $P_{FG} \leq P_{FM}$ è garantita durante l'anno
 - Costo annuo C_F (~ coincidente col solo costo fisso per oneri finanziari, personale, canoni, etc.)
- Effetto della presenza dell'impianto ad acqua fluente:
 - Inoltre, l'impianto può produrre talvolta P_F nel range $P_{FG} \div P_{FM}$
 - Si ottiene una extra-potenza generata ($P_F - P_{FG} = \Delta P_F$), ovvero una extra produzione ΔW_F
 - Ciò può comportare lo spegnimento di impianti di base in quanto la loro durata di produzione si ridurrebbe di ΔW_F , scendendo a $\Delta W_i \rightarrow$ Una parte degli impianti di base (ΔP_i) dovrebbero essere sostituiti con impianti di tipo intermedio ($K_i < K_b, c_i > c_b$)
 - Risparmi legati alla mancata realizzazione e all'esercizio di impianti di base $K_b \cdot \Delta P_i$ e $c_b \cdot \Delta W_i$
 - Costi per la realizzazione e l'esercizio di impianti intermedi $K_i \cdot \Delta P_i$ e $c_i \cdot \Delta W_i$

23

Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Integrazione di gruppi non termoelettrici

IMPIANTI AD ACQUA FLUENTE

- L'energia disponibile andrà a collocarsi, onde evitare sfiori, alla base dei diagrammi giornalieri
- Un impianto ad acqua fluente ha come caratteristiche:
 - Producibilità media W_F
 - Potenza massima P_{FM} , di cui solo una quota $P_{FG} \leq P_{FM}$ è garantita durante l'anno
 - Costo annuo C_F (~ coincidente col solo costo fisso per oneri finanziari, personale, canoni, etc.)
- Effetto della presenza dell'impianto ad acqua fluente:
 - In sintesi:
 - Costi: $C_F + K_i \cdot \Delta P_i + c_i \cdot \Delta W_i$
 - Risparmi: $c_b \cdot W_F + K_b \cdot P_{FG} + K_b \cdot \Delta P_i + c_b \cdot \Delta W_i$
 - La sostituzione con l'impianto ad acqua fluente è interessante se è rispettata la condizione

$$C_F - c_b W_F - K_b P_{FG} \leq (K_b - K_i) \Delta P_i - (c_i - c_b) \Delta W_i$$

24

Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Integrazione di gruppi non termoelettrici

IMPIANTI A BACINO DI MODULAZIONE GIORNALIERA

- Questo tipo di impianto accumula la risorsa idrica nelle ore di basso carico (ore vuote) e genera energia elettrica nelle sole ore di carico elevato (ore piene)
 - Utilizzazione di durata ridotta → Collocazione nelle zone intermedie e anche di punta del diagramma di durata della produzione
 - Producibilità media W_B
 - Potenza massima P_{BM} , di cui solo una quota $P_{Bg} \leq P_{BM}$ è garantita durante l'anno
 - Costo annuo C_B (~ coincidente col solo costo fisso per oneri finanziari, personale, canoni, etc.)
- Effetto della presenza dell'impianto a bacino a modulazione giornaliera:
 - Si introduce nel sistema il costo per l'impianto a bacino C_B
 - L'energia W_B sostituirà altrettanta energia termoelettrica che sarebbe stata prodotta da impianti intermedi ad un costo unitario c_i → Si ottiene un risparmio $c_i \cdot W_B$
 - Si potrà inoltre evitare l'installazione di impianti termoelettrici intermedi per una potenza pari a P_{Bg} (che avrebbero costo annuo unitario fisso K_i) → Ulteriore risparmio pari a $K_i \cdot P_{Bg}$

25

Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Integrazione di gruppi non termoelettrici

IMPIANTI A BACINO DI MODULAZIONE GIORNALIERA

- Questo tipo di impianto accumula la risorsa idrica nelle ore di basso carico (ore vuote) e genera energia elettrica nelle sole ore di carico elevato (ore piene)
 - Utilizzazione di durata ridotta → Collocazione nelle zone intermedie e anche di punta del diagramma di durata della produzione
 - Producibilità media W_B
 - Potenza massima P_{BM} , di cui solo una quota $P_{Bg} \leq P_{BM}$ è garantita durante l'anno
 - Costo annuo C_B (~ coincidente col solo costo fisso per oneri finanziari, personale, canoni, etc.)
- Effetto della presenza dell'impianto a bacino a modulazione giornaliera:
 - Inoltre, l'impianto può produrre talvolta P_B nel range $P_{Bg} \div P_{BM}$
 - Si ottiene una extra-potenza generata ($P_B - P_{Bg} = \Delta P_B$), ovvero una extra produzione ΔW_B
 - Ciò può comportare lo spegnimento di impianti intermedi in quanto la loro durata di produzione si ridurrebbe di ΔW_B , scendendo a ΔW_p → Una parte degli impianti intermedi (ΔP_p) dovrebbero essere sostituiti con impianti di punta ($K_i < K_p$, $c_i > c_p$)
 - Risparmi legati alla mancata realizzazione e all'esercizio di impianti intermedi $K_i \cdot \Delta P_p$ e $c_i \cdot \Delta W_p$
 - Costo per la realizzazione e l'esercizio di impianti di punta $K_p \cdot \Delta P_p$ e $c_p \cdot \Delta W_p$

26

Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Integrazione di gruppi non termoelettrici

IMPIANTI A BACINO DI MODULAZIONE GIORNALIERA

- Questo tipo di impianto accumula la risorsa idrica nelle ore di basso carico (ore vuote) e genera energia elettrica nelle sole ore di carico elevato (ore piene)
 - Utilizzazione di durata ridotta → Collocazione nelle zone intermedie e anche di punta del diagramma di durata della produzione
 - Producibilità media W_B
 - Potenza massima P_{BM} , di cui solo una quota $P_{Bg} \leq P_{BM}$ è garantita durante l'anno
 - Costo annuo C_B (~ coincidente col solo costo fisso per oneri finanziari, personale, canoni, etc.)
- Effetto della presenza dell'impianto a bacino a modulazione giornaliera:
 - In sintesi:
 - Costi: $C_B + K_p \cdot \Delta P_p + c_p \cdot \Delta W_p$
 - Risparmi: $c_i \cdot W_B + K_i \cdot P_{Bg} + K_i \cdot \Delta P_p + c_i \cdot \Delta W_p$
 - La sostituzione con l'impianto a bacino è interessante se è rispettata la condizione

$$C_B - c_i W_B - K_i P_{Bg} \leq (K_i - K_p) \Delta P_p - (c_p - c_i) \Delta W_p$$

27

Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Integrazione di gruppi non termoelettrici

IMPIANTI A SERBATOIO

- Questo impianto produce tipicamente nelle ore di punta, quando la valorizzazione economica delle produzione è massima
 - Utilizzazione di durata ridotta → Collocazione nelle zone di punta del diagramma di durata della produzione (quando intervengono i generatori con costi specifici c più elevati)
 - Producibilità W_S
 - Potenza massima P_{SM}
 - Costo annuo C_S (~ coincidente col solo costo fisso per oneri finanziari, personale, canoni, etc.)
- Effetto della presenza dell'impianto a serbatoio:
 - Si introduce nel sistema il costo per l'impianto a serbatoio C_S
 - L'energia W_S sostituirà altrettanta energia termoelettrica che sarebbe stata prodotta da impianti di punta ad un costo unitario c_p → Si ottiene un risparmio $c_p \cdot W_S$
 - Si potrà inoltre evitare l'installazione di impianti termoelettrici di punta per una potenza pari a P_{SM} (che avrebbero costo annuo unitario fisso K_p) → Ulteriore risparmio pari a $K_p \cdot P_{SM}$

28

Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Integrazione di gruppi non termoelettrici

IMPIANTI A SERBATOIO

- Questo impianto produce tipicamente nelle ore di punta, quando la valorizzazione economica della produzione è massima
 - Utilizzazione di durata ridotta → Collocazione nelle zone di punta del diagramma di durata della produzione (quando intervengono i generatori con costi specifici c più elevati)
 - Producibilità W_S
 - Potenza massima P_{SM}
 - Costo annuo C_S (~ coincidente col solo costo fisso per oneri finanziari, personale, canoni, etc.)
- Effetto della presenza dell'impianto a serbatoio:
 - In sintesi:
 - Costi: C_S
 - Risparmi: $c_p \cdot W_S + K_p \cdot P_{SM}$
 - La sostituzione con l'impianto a serbatoio è interessante se è rispettata la condizione

$$C_S \leq K_p P_{SM} + c_p W_S$$

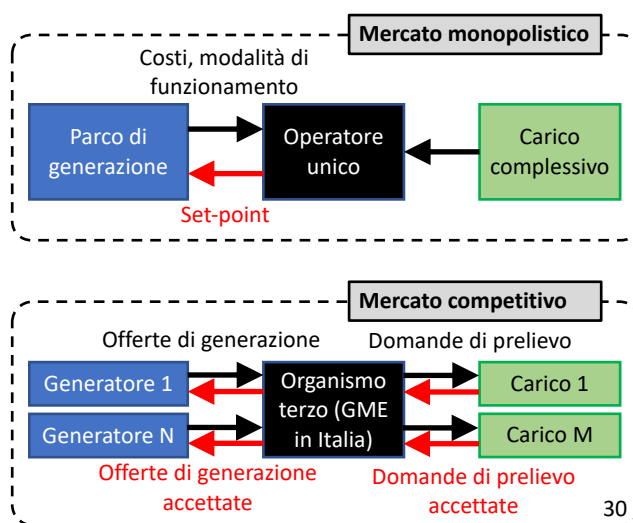
29

Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Gestione economica a breve termine

Gestione economica = Programmazione a breve termine

- Mercato monopolistico** (gestione centralizzata)
 - Struttura verticalmente integrata → Un unico operatore conosce le funzioni di costo di ogni centrale, le caratteristiche del carico e la presenza di eventuali vincoli di trasporto (congestioni di rete)
 - Gestione al minimo costo
- Mercato competitivo**
 - Libero accesso alla rete da parte di produttori (offerta) e consumatori (domanda)
 - Mercato gestito da un organismo terzo → Equilibrio domanda/offerta



30

Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Gestione economica a breve termine – Gestione centralizzata

Programmazione a breve termine in un mercato monopolistico

- **Dispacciamento:** ripartizione del carico totale di una rete tra i vari generatori in servizio in un determinato arco di tempo (es. 1 ora)
- **Scopo del dispacciamento:** alimentare il carico complessivo al minimo costo di produzione, con alcuni **vincoli:**
 - Rispetto dei vincoli di rete
 - Mantenimento dei margini di sicurezza
 - Qualità del servizio alle utenze
- Alcuni aspetti da considerare in relazione alla **disponibilità delle centrali:**
 - Piani di manutenzione
 - Modalità di utilizzo dei serbatoi delle centrali idroelettriche nell'arco di un anno
 - Rampe di accensione e spegnimento dei gruppi

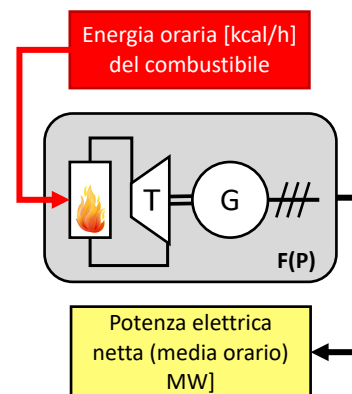
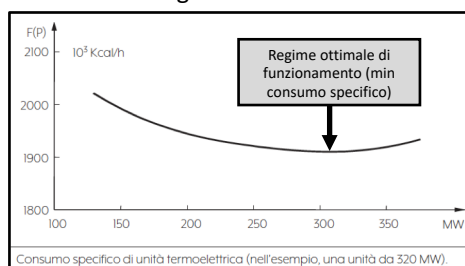
31

Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Gestione economica a breve termine – Gestione centralizzata

Caratterizzazione delle unità termoelettriche

- È necessario considerare tutti gli elementi che concorrono alla determinazione dei costi di produzione della centrale
- Uno degli elementi di maggiore interesse è la **caratteristiche di efficienza (ingresso/uscita) del complesso turbina-alternatore (consumo specifico)** pari al rapporto tra:
 - Potenza elettrica netta (media oraria) in uscita dal generatore elettrico [MW]
 - Energia oraria [kcal/h] del combustibile in ingresso al sistema
- Il rendimento di conversione dell'energia contenuta nel combustibile varia in tutti gli impianti al variare della potenza prodotta



32

Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Gestione economica a breve termine – Gestione centralizzata

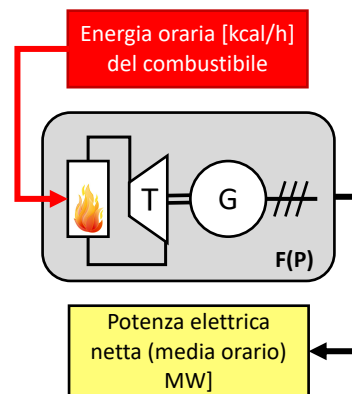
Caratterizzazione delle unità termoelettriche

- Per l'i-esima centrale, si può esprimere la funzione ingresso/uscita $F_i(P_i)$ in forma polinomiale e in [kcal/h]

$$F_i(P_i) = a + bP_i + cP_i^2 + dP_i^3 \quad [\text{kcal/h}]$$

- Il costo del combustibile c_i è espresso in [€/kcal]
- Il costo orario di produzione della i-esima centrale è C_i [€/h], espresso in funzione della potenza netta prodotta P_i in [MW]

$$C_i(P_i) = c_i \cdot F_i(P_i) = \alpha + \beta P_i + \gamma P_i^2 + \delta P_i^3 \quad [€/h]$$



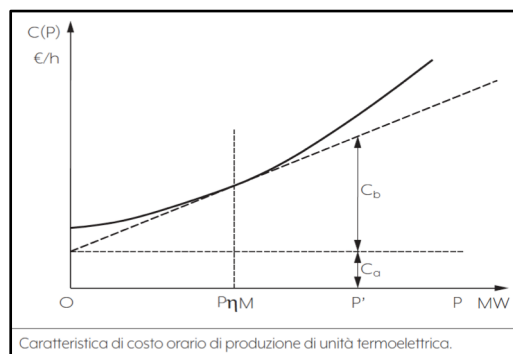
33

Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Gestione economica a breve termine – Gestione centralizzata

Caratterizzazione delle unità termoelettriche

- Il costo orario di produzione presenta:
 - Costo fisso C_a dovuto essenzialmente agli oneri di ammortamento del capitale investito
 - Costo variabile C_b , in larga parte legato al costo del combustibile
 - C_b sarebbe proporzionale alla potenza P se il rendimento fosse costante
 - Per effetto del minore rendimento quando $P \neq P_{\eta M}$, la curva di costo $C(P)$ è superiore alla somma $C_a + C_b$



- Si definisce il costo incrementale I come la derivata del costo orario rispetto alla potenza
 - Tale valore coincide con il costo di produzione di un'ulteriore unità di potenza (1 MW)
 - Anche il costo incrementale è funzione della potenza generata P

$$I = \frac{\Delta C}{\Delta P} = \frac{dC}{dP} = \beta + 2 \cdot \gamma \cdot P + 3 \cdot \delta \cdot P^2$$

34

Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Gestione economica a breve termine – Gestione centralizzata

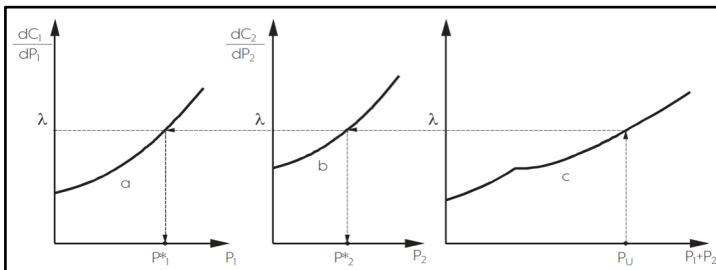
Dispacciamento economico

- Metodo dei moltiplicatori di Lagrange → Si risolve il problema duale della minimizzazione della funzione Lagrangiana (funzione obiettivo)
- Si costruisce il sistema di n+1 equazioni per determinare le n+1 incognite (P_i, λ)
- Azzeramento delle derivate parziali rispetto alle incognite
- λ è il punto comune di lavoro delle varie unità (**metodo degli uguali costi incrementali**) perché la soluzione del sistema risulta

$$L = C_T + \lambda \cdot \Phi$$

$$\begin{cases} \frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{dC_i(P_i)}{dP_i} - \lambda = 0 & i=1, 2, \dots, n \\ \Phi = 0 \end{cases}$$

$$\frac{dC_i}{dP_i} = I_i = \lambda$$



Procedura grafica per la risoluzione del problema di minimizzazione col metodo degli uguali costi incrementali

35

Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Gestione economica a breve termine – Gestione centralizzata

Dispacciamento economico

- Nella gestione delle centrali è opportuno considerare anche i vincoli operativi di ogni unità (**limiti locali**), esprimibili come P_{i_min} e P_{i_max}
- Estensione del metodo di Lagrange tramite le **condizioni di Kuhn-Tucker**
 - Poiché le funzioni $C_i(P_i)$ sono convesse, la soluzione rimane unica
- La nuova Lagrangiana diventa quindi

$$L = \sum_{i=1}^n C_i(P_i) + \lambda \cdot \Phi + \sum_{i=1}^n \mu'_i (P_{i_min} - P_i) + \sum_{i=1}^n \mu''_i (P_i - P_{i_max})$$

$$\begin{cases} \min_{P_i} \sum_{i=1}^n C_i(P_i) \\ \sum_{i=1}^n P_i = P_u \rightarrow \Phi = P_u - \sum_{i=1}^n P_i = 0 \\ P_{i_min} \leq P_i \leq P_{i_max} \end{cases}$$

- Condizioni di Kuhn-Tucker

$$\begin{cases} \frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{dC_i}{dP_i} - \lambda - \mu'_i + \mu''_i = 0 \\ P_u - \sum_{i=1}^n P_i = 0 \\ P_{i_min} \leq P_i \leq P_{i_max} \end{cases} \quad \text{con} \quad \begin{cases} \mu'_i \cdot (P_{i_min} - P_i) = 0 \\ \mu''_i \cdot (P_i - P_{i_max}) = 0 \\ \mu'_i \geq 0 \\ \mu''_i \geq 0 \end{cases}$$

36

Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Gestione economica a breve termine – Gestione centralizzata

Dispacciamento economico – Esempio con 2 gruppi su singola sbarra

Funzione costo
 $C(P_1, P_2) = C_1(P_1) + C(P_2)$

Vincolo imposto dal carico
 $P_u - P_1 - P_2 = 0$

Limiti operativi delle centrali

$$\begin{cases} g_1(P_1) = P_{1_min} - P_1 \leq 0 \\ g_2(P_1) = P_1 - P_{1_max} \leq 0 \\ g_3(P_2) = P_{2_min} - P_2 \leq 0 \\ g_4(P_2) = P_2 - P_{2_max} \leq 0 \end{cases}$$

Lagrangiana

$$L = C(P_1, P_2) + \lambda \cdot \Phi + \mu_1 \cdot g_1 + \mu_2 \cdot g_2 + \mu_3 \cdot g_3 + \mu_4 \cdot g_4 =$$

$$= C_1(P_1) + C_2(P_2) + \lambda \cdot (P_u - P_1 - P_2) + \mu_1 \cdot (P_{1_min} - P_1) + \mu_2 \cdot (P_1 - P_{1_max}) +$$

$$+ \mu_3 \cdot (P_{2_min} - P_2) + \mu_4 \cdot (P_2 - P_{2_max})$$

Condizioni di Kuhn-Tucker

$$\begin{cases} \text{cond. 1} & \begin{cases} \frac{dL}{dP_1} = C'_1(P_1) - \lambda - \mu_1 + \mu_2 = 0 \\ \frac{dL}{dP_2} = C'_2(P_2) - \lambda - \mu_3 + \mu_4 = 0 \end{cases} \\ \text{cond. 2} & P_u - P_1 - P_2 = 0 \\ \text{cond. 3} & \begin{cases} P_{1_min} - P_1 \leq 0 \\ P_1 - P_{1_max} \leq 0 \\ P_{2_min} - P_2 \leq 0 \\ P_2 - P_{2_max} \leq 0 \end{cases} \\ \text{cond. 4} & \begin{cases} \mu_1 \cdot (P_{1_min} - P_1) = 0 \quad \mu_1 \geq 0 \\ \mu_2 \cdot (P_1 - P_{1_max}) = 0 \quad \mu_2 \geq 0 \\ \mu_3 \cdot (P_{2_min} - P_2) = 0 \quad \mu_3 \geq 0 \\ \mu_4 \cdot (P_2 - P_{2_max}) = 0 \quad \mu_4 \geq 0 \end{cases} \end{cases}$$

4 casi possibili

37

Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica


Gestione economica a breve termine – Gestione centralizzata

Dispacciamento economico


- CASO 1:** la soluzione ottima si verifica per P_1 e P_2 compresi tra i rispettivi limiti operativi (ovvero i limiti locali non sono attivati)

$$\mu_1 = \mu_2 = \mu_3 = \mu_4 = 0$$

$$\frac{dC_1}{dP_1} = \frac{dC_2}{dP_2} = \lambda$$



P_{1_min} P_{1_max}



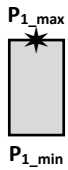
P_{2_min} P_{2_max}

- CASO 2:** la soluzione ottima si verifica per $P_1 = P_{1_max}$ e P_2 compresi tra i rispettivi limiti operativi → Si attiva il moltiplicatore associato al vincolo P_{1_max}


$$\mu_1 \geq 0 \quad \mu_2 = \mu_3 = \mu_4 = 0$$

$$\frac{dC_1}{dP_1} = \lambda - \mu_1 \Rightarrow \begin{cases} \frac{dC_1}{dP_1} \leq \lambda \\ \frac{dC_2}{dP_2} = \lambda \end{cases}$$

- Il costo incrementale associato alla variabile che si trova al suo limite superiore sarà minore o uguale a λ
- Il costo incrementale associato alla variabile che si trova entro i suoi limiti sarà uguale a λ



P_{1_min} P_{1_max}



P_{2_min} P_{2_max}

38

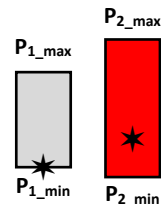
Gestione economica a breve termine – Gestione centralizzata

Dispacciamento economico

- CASO 3:** la soluzione ottima si verifica per $P_1 = P_{1,min}$ e P_2 compresi tra i rispettivi limiti operativi → Si attiva il moltiplicatore associato al vincolo $P_{1,min}$

$$\begin{aligned} \mu_2 \geq 0 \quad \mu_1 = \mu_3 = \mu_4 = 0 \\ \frac{dC_1}{dP_1} = \lambda + \mu_2 \quad \Rightarrow \quad \frac{dC_1}{dP_1} \geq \lambda \\ \frac{dC_2}{dP_2} = \lambda \end{aligned}$$

- Il costo incrementale associato alla variabile che si trova al suo limite superiore sarà maggiore o uguale a λ
- Il costo incrementale associato alla variabile che si trova entro i suoi limiti sarà uguale a λ

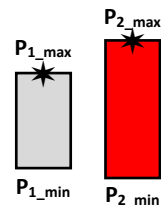


Gestione economica a breve termine – Gestione centralizzata

Dispacciamento economico

- CASO 4:** entrambe le unità sono ai loro limiti, ad esempio la soluzione ottima si verifica per $P_1 = P_{1,max}$ e $P_2 = P_{2,max}$ → Si attivano i moltiplicatori associati ai vincoli $P_{1,max}$ e $P_{2,max}$

$$\frac{dC_1}{dP_1} = \lambda - \mu_1 \quad , \quad \frac{dC_2}{dP_2} = \lambda - \mu_2 \quad \text{2 equazioni, 3 incognite}$$



- È necessario ridefinire il costo incrementale delle unità come

$$\Lambda_i = \begin{cases} \leq \frac{dC_i}{dP_i}(P_{i,min}) & \text{se } P_i = P_{i,min} \\ \frac{dC_i}{dP_i} & \text{se } P_i \in (P_{i,min}, P_{i,max}) \\ \geq \frac{dC_i}{dP_i}(P_{i,max}) & \text{se } P_i = P_{i,max} \end{cases}$$

$$\Lambda \equiv \frac{dC_i}{dP_i} - \lambda_i + \mu_i$$

I costi incrementali delle due unità, così definiti, devono essere tra loro uguali

Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Gestione economica a breve termine – Mercato competitivo

- Il principio seguito nella struttura verticalmente integrata può essere sostanzialmente mantenute se le **funzioni di costo** → **funzioni di prezzo**
 - Offerte di acquisto da parte dei consumatori
 - Offerte di vendita da parte dei produttori
 - Chiusura del mercato sul **punto di equilibrio tra domanda e offerta**
- Gli impianti produttori sono tra loro in concorrenza
 - Le procedure di selezione degli impianti chiamati a produrre devono avvenire con criteri di massima **trasparenza** e verificabili in ogni momento, senza creare condizioni di favore per alcuni rispetto ad altri
- Tali procedure sono piuttosto complesse → Insegnamento di Electricity market - Economia del mercato elettrico
 - In queste slide se ne fornisce una struttura semplificata



41

Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Gestione economica a breve termine – Mercato competitivo

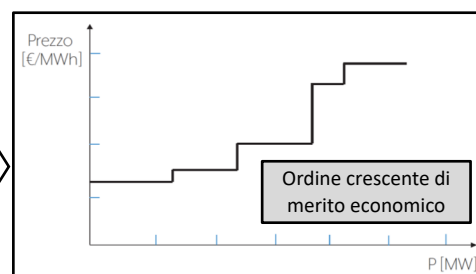
Mercato spot (o Mercato del Giorno Prima, MGP)

- Meccanismo di asta (borsa elettrica) per identificare le unità di produzione che devono soddisfare la domanda
- Garanzia di uno strumento imparziale che operi in tempo reale (o quasi)
- Ipotesi preliminare di sistema a singola sbarra (vengono trascurati i vincoli di rete, come regolazione di frequenza e risoluzione di eventuali congestioni)

PRODUTTORE

- Per ogni ora, presenta una curva di offerta per l'immissione di potenza in rete
- La **curva di offerta** descrive la disponibilità del produttore a fornire una certa potenza in funzione del prezzo unitario di mercato
- Esempio: se il prezzo dell'energia è 20 €/MWh il produttore può essere disposto ad attivare impianti fino a 50 MW, se il prezzo sale a 30 €/MWh, può essere conveniente attivare ulteriori impianti

Tutte le offerte di produzione vengono ordinate in base al prezzo offerto (**crescente**)



Curva aggregata di offerta di produzione per una determinata ora

42

Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Gestione economica a breve termine – Mercato competitivo

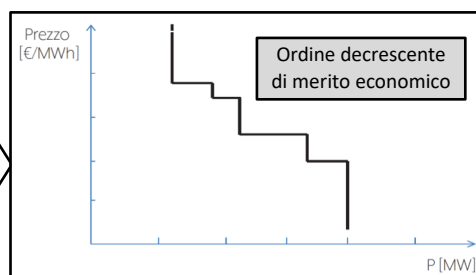
Mercato spot (o Mercato del Giorno Prima, MGP)

- Meccanismo di asta (borsa elettrica) per identificare le unità di produzione che devono soddisfare la domanda
- Garanzia di uno strumento imparziale che operi in tempo reale (o quasi)
- Ipotesi preliminare di sistema a singola sbarra (vengono trascurati i vincoli di rete, come regolazione di frequenza e risoluzione di eventuali congestioni)

CONSUMATORI

- Per ogni ora, presenta una curva di domanda per il prelievo di potenza
- La **curva di domanda** descrive la disponibilità del consumatore ad acquistare una certa potenza in funzione del prezzo unitario di mercato in [€/MWh]
 - **Consumi indispensabili** (disponibilità a pagare anche prezzi elevati)
 - **Consumi aggiuntivi** (sole se il prezzo di mercato è sufficientemente basso)

Tutte le offerte di produzione vengono ordinate in base al prezzo (**decescente**)



Curva aggregata di domanda di consumo per una determinata ora

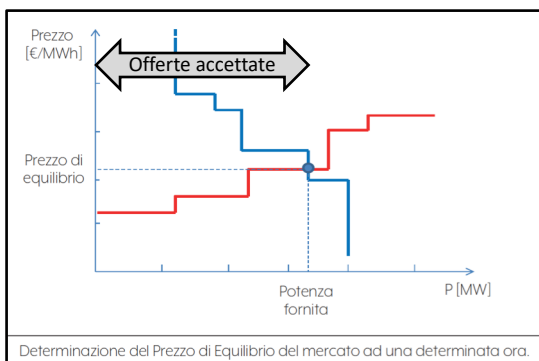
43

Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Gestione economica a breve termine – Mercato competitivo

Mercato spot (o Mercato del Giorno Prima, MGP)

- Il **Gestore del Mercato Elettrico (GME)** raccoglie il giorno precedente tutte le offerte da parte dei produttori di energia e le domande da parte dei consumatori
- Per ogni ora, è possibile confrontare la **curva aggregata di offerta** e la **curva aggregata della domanda**
- L'intersezione delle curve aggregate di domanda e offerta determina per ogni ora il **prezzo di equilibrio** del mercato



Determinazione del Prezzo di Equilibrio del mercato ad una determinata ora.

- Vengono accettate tutte le offerte di fornitura con un prezzo inferiore al prezzo di equilibrio
 - I rispettivi produttori sono tutti pagati a tale prezzo
- In modo analogo, sono accettate tutte le offerte di domanda con un prezzo superiore al prezzo di equilibrio
 - A tutte queste viene addebitato il prezzo di equilibrio

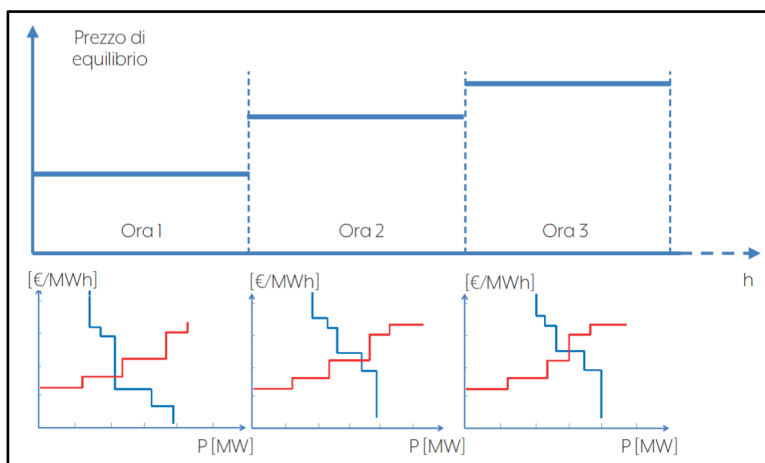
44

Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Gestione economica a breve termine – Mercato competitivo

Mercato spot (o Mercato del Giorno Prima, MGP)

- Nel corso della giornata ci sarà, per ciascuna ora, una dinamica del prezzo di equilibrio che dipende dalle curve di domanda e di offerta



- Un ecceso di domanda e il contingentamento dell'offerta comportano un aumento del prezzo di equilibrio
 - Esempio: ore diurne (in assenza di IAFR)
- Un ecceso di offerta e una bassa domanda comportano un calo del prezzo di equilibrio
 - Esempio: ore notturne

45

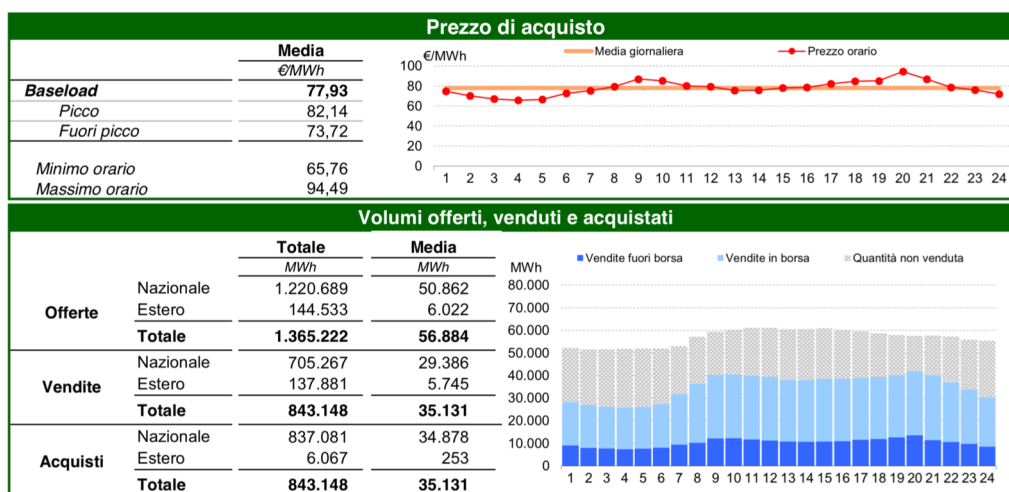
Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Gestione economica a breve termine



Mercato del Giorno Prima

mercoledì 3 ottobre 2018



46

Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Gestione economica a breve termine

Offerta di energia elettrica			Domanda di energia elettrica		
	MWh	Struttura		MWh	Struttura
Borsa	595.107	70,6%	Borsa	595.107	70,6%
Operatori	393.813	46,7%	Acquirente unico	119.170	14,1%
GSE	75.917	9,0%	Altri operatori	334.798	39,7%
Zone estere	125.377	14,9%	Pompaggi	-	-
Saldo programmi PCE	-	-	Zone estere	6.067	0,7%
			Saldo programmi PCE	135.072	16,0%
PCE (incluso MTE)	248.041	29,4%	PCE (incluso MTE)	248.041	29,4%
Zone estere	12.504	1,5%	Zone estere	-	-
Zone nazionali	235.537	27,9%	Zone nazionali Acqu. Unico	-	-
Saldo programmi PCE	-	-	Zone nazionali altri operatori	383.113	45,4%
			Saldo programmi PCE	-135.072	-
VOLUMI VENDUTI	843.148	100,0%	VOLUMI ACQUISTATI	843.148	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	522.074		VOLUMI NON ACQUISTATI	33.089	
OFFERTA TOTALE	1.365.222		DOMANDA TOTALE	876.237	

Prezzo zonale di vendita						
	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Sicilia	Sardegna
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
Baseload	78,92	78,92	74,22	73,95	82,27	74,22
Picco	83,96	83,96	75,67	75,15	88,50	75,67
Fuori picco	73,87	73,87	72,76	72,76	76,05	72,76
Minimo orario	65,76	65,76	65,76	65,76	65,76	65,76
Massimo orario	95,00	95,00	95,00	88,68	95,07	95,00
CCT	-0,98	-0,98	3,72	3,98	-4,34	3,72

47

Sezione A – Capitolo 2 – La pianificazione e la gestione economica della produzione elettrica

Gestione economica a breve termine

Gestione centralizzata vs. Mercato competitivo

- In linea teorica, se prezzo = costo, la procedura di selezione nel mercato competitivo porterebbe agli stessi risultati di ottimizzazione in termini di produzione, consumi e costi, rispetto al dispacciamento economico (gestione centralizzata)
- Nel mercato competitivo, non c'è la necessità di avere alcuna informazione sulle caratteristiche degli impianti di produzione o sulle curve di carico dei consumatori
 - Offerta di X [MW] ad un prezzo di Y [€/MWh] → **L'equilibrio di mercato definisce quantità e prezzi**
- In realtà, nel mercato competitivo, produttori e consumatori fanno **offerte di prezzo**, che possono presentare valori svincolati dal concetto di costo (flessibilità economica)
 - Ad esempio, un produttore che non può spegnere la centrale (es. nucleare) sarà disposto a offrire a 0 €/MWh (o anche a valori negativi, regola in fase di introduzione nel mercato) pur di mantenere acceso l'impianto
 - Alla chiusura del mercato, tale impianto conoscerà il prezzo dell'energia che gli verrà riconosciuto per ogni specifica ora

48