

CORSO DI SISTEMI ENERGETICI

Esercitazione 1

Analisi economica di impianti di potenza

Si vuole effettuare una analisi di tipo economico volta a determinare il costo dell'energia elettrica prodotta con le seguenti tecnologie:

- Idraulica Centrale idroelettrica
- PWR Centrale nucleare con reattore ad acqua pressurizzata (Pressurized Water Reactor)
- NGCC Ciclo combinato alimentato a gas naturale (Natural Gas Combined Cycle)
- HDGT Turbina a gas industriale (Heavy-Duty) alimentata a gas naturale
- ADGT Turbina a gas di derivazione aeronautica (Aero-Derivative) a gas naturale
- NGSC Ciclo a vapore alimentato a gas naturale (Natural Gas Steam Cycle)
- USC Ciclo a vapore Ultra Super Critico alimentato a carbone
- NGCC-CO₂ Ciclo combinato a gas naturale con cattura della CO₂
- USC-CO₂ Ciclo Ultra Super Critico a carbone con cattura della CO₂
- Solare Centrale solare termodinamica a torre
- Eolico Parco eolico "on-shore"

Per ciascuna soluzione si vuole determinare la curva del costo dell'energia elettrica prodotta in funzione del numero di ore equivalenti di funzionamento annuale.

I valori medi caratteristici del costo di investimento e di O&M, durata della costruzione, vita utile, disponibilità massima e rendimento di impianto sono riportati in tabella 1. In particolare, il costo di investimento per l'impianto solare è calcolato come somma del costo del ciclo, pari a 600 €/kW_{nom}, e dei costi legati all'eliostato e al terreno, che a loro volta ammontano a 820 €/m² di superficie dell'eliostato.

Per l'incidenza del costo di investimento, si utilizza il metodo del Carrying Charge Fraction (CCF) che rappresenta la frazione del costo della tecnologia totale dell'impianto che la vendita dell'energia deve garantire affinché l'investimento iniziale risulti pagato. Tale parametro dipende dalla vita utile dell'impianto, dai tempi di costruzione e da parametri finanziari ed è riportato nella quinta colonna di tabella 1 per ciascuna tecnologia.

I valori dei costi O&M ("Operation & Maintenance") fissi e variabili sono riportati rispettivamente nella sesta e settima colonna di tabella 1. Il rendimento nominale di conversione ($\eta_{e,nom}$), necessario per il calcolo della quota del costo dell'elettricità dovuta al consumo di combustibile, è riportato nell'ottava colonna di tabella 1.

Il rendimento elettrico medio nelle condizioni reali di funzionamento può essere calcolato a partire dal rendimento elettrico nominale (fornito in tabella 1) considerando una penalizzazione del 2% per gli impianti con turbina a vapore e del 4% per gli impianti con turbina a gas.

Per le centrali con cattura della CO₂ si consideri una cattura del 90% della CO₂ generata.

Si richiede di:

- i) tracciare le curve di costo relative alle differenti tecnologie, considerando l'effetto di una carbon tax di 8 €/t_{CO2} e di incentivi per gli impianti ad energia rinnovabile quantificabili in ricavi medi sull'intera vita della centrale pari a 50 €/MWh_{el}.
- ii) tracciare le curve di costo relative alle differenti tecnologie, senza considerare incentivazioni e carbon tax;
- iii) tracciare le curve di costo relative alle differenti tecnologie, considerando una carbon tax di 40 €/t_{CO2}, confrontando i risultati ottenuti con o senza incentivi per gli impianti ad energia rinnovabile;
- iv) valutare, riferendosi al primo scenario, per quale costo di investimento, riferito al m² di eliostato e considerando un'insolazione di 0.8 kW/m², un impianto solare a torre diventa competitivo con le fonti fossili.

| Impianto | Costi di invest. (€/kW _{nom}) | Tempo costruz. (anni) | Vita Utile (anni) | CCF (%/anno) | Disponibilità (h/anno) | Costi di O&M | | η _{e,nom} |
|------------------------------|--|--------------------------|----------------------|-----------------|---------------------------|--|------------------------------------|--------------------|
| | | | | | | fissi (€/kW _{nom} - anno) | variabili (€/MWh _e) | |
| Idraulica | 1500 | 4 | 40 | 13.4 | 3000 | 11.0 | 1.0 | - |
| PWR | 2000 | 6 | 40 | 14.9 | 7600 | 53.0 | 1.5 | 0.35 |
| NGCC | 450 | 2 | 20 | 14.8 | 8000 | 12.3 | 1.2 | 0.58 |
| HDGT | 200 | 1 | 20 | 14.1 | 8200 | 6.0 | 9.0 | 0.35 |
| ADGT | 250 | 1 | 20 | 14.1 | 8200 | 8.0 | 9.0 | 0.40 |
| NGSC | 600 | 2.5 | 25 | 13.9 | 7500 | 13.0 | 2.0 | 0.41 |
| USC | 1100 | 3.5 | 25 | 14.7 | 7250 | 17.5 | 3.0 | 0.44 |
| NGCC-CO ₂ | 750 | 2 | 20 | 14.8 | 7500 | 15.3 | 1.8 | 0.50 |
| USC-CO ₂ | 2100 | 3.5 | 25 | 14.7 | 6750 | 21.0 | 4.0 | 0.36 |
| Solare a torre | vedi testo | 2 | 30 | 12.8 | 2300 | 11.0 | 3.0 | 0.30* |
| Eolico on-shore [§] | 1000 | 2 | 25 | 13.8 | 2000 | 8.0 | 0.2 | - |

* rendimento rispetto alla insolazione nominale di 0.8 kW/m²

Tabella 1 – Parametri medi per le tecnologie considerate

| combustibile | prezzo | emissione specificata di CO ₂ |
|-----------------------|-------------------------|---|
| gas naturale | 7.0 €/GJ _{LHV} | 55 kg _{CO2} /GJ |
| carbone | 4.0 €/GJ _{LHV} | 100 kg _{CO2} /GJ |
| combustibile nucleare | 1.0 €/GJ | - |

Tabella 2 - Prezzi dei combustibili

Il costo dell'energia elettrica

La struttura dei costi per un impianto di potenza segue, nella sua accezione più generale e semplificata, la seguente forma:

$$C = (C_I + C_{F,O\&M}) + (c_{V,O\&M} + c_{comb} + c_{amb}) \cdot H_{eq}$$

Si può subito osservare la presenza di due parti distinte:

- Costi fissi: essi sono quei costi che restano fissi indipendentemente dall'attività della centrale, e sono dovuti ai costi di investimento (che servono per ripagare il capitale iniziale sborsato) e ai costi di "Operation & Maintenance" fissi. I costi fissi sono espressi in €/kW_{nom}-anno.
- Costi variabili: sono quei costi che variano al variare dell'energia prodotta; nella formula si nota come compaiano tre voci di costo: il costo del combustibile, i costi di "Operation & Maintenance" variabili e i costi ambientali. Mentre i primi due sono dei "costi tecnici" che sono funzione della tecnologia impiegata, gli altri sono costi (o ricavi) stabiliti dalle normative del Paese in cui sorge l'impianto. I costi variabili sono espressi in €/MWh.

Costi fissi

- Costi di investimento – C_I: equivalgono alla quota di costo da caricare sull'energia elettrica necessaria per coprire la spesa di investimento iniziale. È quella quota di costo, cioè, che spalmata sugli anni di funzionamento della centrale, consente alla fine della vita dell'impianto di ripagare l'investimento iniziale. Il valore di questa voce può essere calcolata con il metodo del CCF secondo la seguente formula:

$$C_I = CCF \cdot CT$$

dove CT è il costo della centrale elettrica per kW installato, mentre CCF rappresenta la percentuale di tale costo da caricare sul costo dell'energia elettrica.

Nel caso della centrale solare, il costo di investimento è dato dalla somma tra il costo dell'isola di potenza (pari a 600 €/kW_{el}) e il costo degli eliostati che può essere calcolato come segue:

$$C_{eliostati} = \frac{c_{s,eliostati}}{I \cdot \eta_{el}}$$

dove c_{s,eliostati} è il costo specifico degli specchi per m² di suolo occupato e I è l'insolazione media.

- Costi di "Operation and Maintenance" fissi – C_{F,O&M}: sono rappresentati dal costo del personale, dalle assicurazioni e dagli affitti e sono dati in €/kW_{nom}-anno.

Costi variabili

- Costo del combustibile – c_{comb}: espresso in €/MWh, rappresenta il costo legato all'acquisto del combustibile utilizzato nella centrale (ed è quindi pari a zero per gli impianti ad energie rinnovabili). Per gli impianti termoelettrici tale costo è fornito in €/GJ_t e deve quindi essere convertito in €/MWh_e come segue:

$$c_{comb} = \frac{c_{s,comb} \cdot 3,6}{\eta_{el}}$$

dove c_{s,comb} [€/GJ_t] è il costo specifico del combustibile per unità di energia termica liberata, 3,6 [GJ/MWh] è fattore di conversione da GJ a MWh e η_{el} è il rendimento elettrico dell'impianto.

- Costi di "Operation & Maintenance" variabili – c_{V,O&M}: sono dovuti alla sostituzione e manutenzione delle varie parti della centrale che si usurano in seguito al loro utilizzo e sono dati in €/MWh.
- Costi ambientali – c_{amb}: sono costi o ricavi aggiuntivi stabiliti dalla normativa del Paese in cui sorge l'impianto ed hanno lo scopo di aumentare la competitività sul mercato di impianti

efficienti, poco inquinanti o che fanno uso di fonti di energia rinnovabile. Esempi di queste voci di costo/ricavo sono i certificati verdi, i certificati bianchi e le tasse sulle emissioni di CO₂ (carbon tax).

Il costo associato alla carbon tax, che riguarda gli impianti alimentati con combustibili fossili, può essere calcolata come segue:

$$c_{CO_2} = CT \cdot E_{CO_2}$$

dove CT è il valore della carbon tax in €/kg_{CO₂emessa} e E_{CO₂} è l'emissione specifica di CO₂ dalla centrale per MWh di energia elettrica prodotta, espressa in kg_{CO₂}/MWh. A sua volta E_{CO₂} può essere così calcolata:

$$E_{CO_2} = \frac{e_{CO_2} \cdot 3.6}{\eta_{el}}$$

dove e_{CO₂} è l'emissione specifica di CO₂ derivante dalla combustione del carbone o del gas naturale, espressa in kgCO₂/GJ e 3,6 [GJ/MWh] è il fattore di conversione da GJ a MWh.