

# POLITECNICO DI MILANO

Facoltà di Ingegneria Industriale

Corso di Laurea in  
Ingegneria Energetica



Analisi dell'influenza delle principali caratteristiche di un sistema cogenerativo a PEM sulle prestazioni energetiche ed economiche.

Relatore: Ing. Andrea CASALEGNO

Co-relatore: Prof. Alberto ROTA

Tesi di Laurea di:

Marco CURATI Matr: 740280

Anno Accademico 2010 - 2011

---

## Ringraziamenti

*Un sentito ringraziamento all'ing. Andrea Casalegno e al prof. Aberto Rota per il prezioso supporto fornitomi nella stesura di questo scritto, per i momenti di confronto e gli spunti di riflessione emersi durante i mesi di lavoro.*

*Ringrazio i dottorandi del laboratorio di fuel cells ing. Andrea Baricci, Fausto Bresciani, Samuele Galbiati e Matteo Zago per la disponibilità e i preziosi consigli forniti.*

*Un pensiero speciale va alla mia famiglia che sostenendomi in questi anni, ha permesso il raggiungimento di questo importante traguardo.*

---

---

## **Indice generale**

Ringraziamenti.....	3
Sommario.....	13
Abstract.....	13
Nomenclatura e lista acronimi.....	15
Introduzione.....	17
1. Descrizione del sistema Sidera 30.....	19
1.1 Descrizione a blocchi del sistema.....	19
1.1.1 Fuel processor.....	20
1.1.2 Fuel Cell.....	21
1.1.3 Recupero termico.....	22
2. Metodi e parametri impiegati nel calcolo.....	25
2.1 Metodo Monte Carlo.....	25
2.2 Levelized Cost of Electricity (LCOE).....	26
2.3 Definizione degli indici caratteristici e delle curve di polarizzazione e rendimento.....	28
2.4 Descrizione del programma di calcolo.....	31
2.4.1 Fuel processor.....	32
2.4.2 Fuel Cell.....	33
2.4.3 Bilancio al Fuel Processor.....	33
2.4.4 Aspetto economico.....	34
2.4.5 Metodo Monte Carlo.....	34
2.5 Valori di input.....	35
3. Analisi energetica ed economica.....	37
3.1.1 Variazione della vita utile.....	55

---

---

3.1.2	Modifica di parametri discordi.....	58
3.2	Variazione della portata di metano in ingresso al fuel processor.....	64
3.2.1	Modifica di parametri discordi.....	71
4.	Metodo Monte Carlo.....	77
4.1	Influenza del costo del combustibile.....	78
4.2	Influenza dell'incertezza dei componenti sul valore di LCOE.....	81
	Conclusioni.....	91
	Bibliografia.....	97

---

---

## **Indice delle illustrazioni**

Fig 1.1: Schema del sistema Sidera 30.....	20
Fig 3.1: Esempi di modifica della curva di efficienza dello Steam Reformer.....	38
Fig 3.2: Esempi di modifica della curva di polarizzazione.....	39
Fig 3.3: Confronto della potenza elettrica erogata per impianti C1 C3 C4 con portata di metano costante in ingresso al sistema.....	42
Fig 3.4 Confronto della potenza elettrica erogata per impianti C5 C8 con portata di metano costante in ingresso al sistema.....	43
Fig 3.5: Rendimento elettrico netto per impianti C1 C3 C4 con portata di metano costante in ingresso al sistema.....	44
Fig 3.6 Rendimento elettrico netto per impianti C5 C8 con portata di metano costante in ingresso al sistema.....	45
Fig 3.7: Potenza termica recuperata relativa ad alcune simulazioni con portata di metano costante in ingresso al sistema.....	46
Fig 3.8: Potenza termica netta generata dalla Fuel Cell in sistemi con portata di metano costante.....	47
Fig 3.9: Rendimento di I principio per alcuni impianti con portata di metano costante.....	48
Fig 3.10: Rendimento exergetico relativo a impianti tipo C1 C3 C4 con portata di metano costante in ingresso al sistema.....	49
Fig 3.11 Rendimento exergetico relativo a impianti tipo C5 C8 con portata di metano costante in ingresso al sistema.....	50
Fig 3.12: Potenza elettrica netta relativa a sistemi C9 C10 C12. Alimentazione di metano costante nel tempo.....	52
Fig 3.13: Rendimento elettrico relativo a sistemi C9 C10 C12. Portata di metano	

---

---

costante.....	53
Fig 3.14: Rendimento elettrochimico dello stack.....	54
Fig 3.15 Influenza esercitata sulla potenza elettrica da parametri discordi riguardanti lo steam reformer.....	60
Fig 3.16 Influenza esercitata sulla potenza elettrica da parametri discordi riguardanti curva di polarizzazione e degradazione dello stack.....	61
Fig 3.17 Influenza esercitata sulla potenza elettrica da parametri discordi riguardanti curva di polarizzazione $\lambda$ e degradazione dello stack.....	62
Fig 3.18: Efficienza di conversione dello Steam Reformer con riduzione di portata dell'1% ogni 2000 ore.....	65
Fig 3.19 Potenza elettrica netta per diverse strategie di variazione della portata di combustibile.....	67
Fig 3.20 Rendimento elettrico per diverse strategie di variazione della portata di combustibile.....	68
Fig 3.21 Potenza termica cogenerata per diverse strategie di variazione della portata di combustibile.....	69
Fig 3.22: Andamento del rendimento elettrico per alcuni impianti con portata ridotta.....	70
Fig 3.23 Andamento delle curve di rendimento elettrico per alcuni simulazioni a parametri discordi.....	73
Fig 4.1: Distribuzione normale costo gas naturale.....	78
Fig 4.2: Distribuzione di LCOE per impianto BASE e costo di .....	79
Fig 4.3: Distribuzione di LCOE per impianto BASE a portata costante .....	84
Fig 4.4 Distribuzione di LCOE per impianto BASE a portata ridotta .....	87
Fig 4.5 Distribuzione di LCOE per impianto $\lambda$ 1.5 M-30 a portata ridotta .....	90

---

---

## **Sommario**

Il presente lavoro analizza mediante un programma di calcolo opportunamente sviluppato l'influenza delle principali caratteristiche di un sistema cogenerativo a celle a combustibile polimeriche sia sulle prestazioni energetiche che sui costi di produzione di energia elettrica. Sono poste in evidenza le variazioni prodotte dalla combinazione di interventi sul sistema e diverse strategie operative, nell'ottica di una riduzione dei costi. E' presentata inoltre, mediante l'applicazione del metodo Monte Carlo, l'influenza che le incertezze legate ai più critici componenti determinano su prestazioni e costi del sistema.

Parole chiave: Monte Carlo, LCOE, Fuel Cells, Cogenerazione

## **Abstract**

This work analyses the behavior of a cogenerative system based on polymer electrolyte fuel cells. In order to reduce the cost of electrical energy, the influences of system modifications and operating strategies are investigated. The influence produced on the output by uncertainties linked to components of the system is also shown by applying the Monte Carlo method.

Monte Carlo method is used to evaluate the effect of the uncertainties related to the most critical components on overall system performance and levelized cost of electricity.

Keywords: Monte Carlo, LCOE, Fuel Cells, Cogeneration

---

---

## Nomenclatura e lista acronimi

$T_{\text{fout}}$	Temperatura fumi al camino
$T_{\text{SR}}$	Temperatura a valle dello Steam Reformer
$T_{\text{WGS}}$	Temperatura a valle del Water Gas Shift
$T_{\text{PX}}$	Temperatura valle del PROX
$T_{\text{inFC}}$	Temperatura in ingresso allo stack di celle
$T_{\text{REF}}$	Temperatura fumi a valle dello Steam Reformer
$T_{\text{EVA}}$	Temperatura fumi a valle dell'evaporatore-surriscaldatore
$Q_{\text{cog}}$	Potenza termica recuperata
$Q_{\text{rec}}$	Potenza termica scambiata al recuperatore
$Q_{\text{eva}}$	Potenza termica richiesta all'evaporatore
$Q_{\text{ref}}$	Potenza termica necessaria per la reazione di reforming
$P_e$	Potenza elettrica netta
$m_{\text{CH4SR}}$	Portata di metano in ingresso allo Steam Reformer
$m_{\text{BR}}$	Portata di metano richiesta al bruciatore
WGS	Reattore di Water Gas Shift
PROX	Reattore di Preferential Oxidation
PEM	Celle a combustibile a membrana polimerica
LCOE	Levelized cost of Energy
	PEDICI
1000 2000 4000	Valore del costo di investimento considerato

---



---

## Introduzione

L'evoluzione tecnologica e la ricerca hanno introdotto negli ultimi decenni nuove tecnologie per la produzione di energia elettrica e termica. In un mercato che offre diverse possibilità di investimento è fondamentale conoscere costi, ricavi e prestazioni ottenibili per ogni tecnologia perché possa essere scelta la più conveniente. L'utilizzo di metodi classici come l'analisi del *levelized cost of electricity*, specie se applicato a nuove tecnologie di cui non si ha a disposizione una base di dati ampia su cui basarsi per la stima del costo di generazione può condurre a risultati molto diversi da quelli reali, a causa dell'incertezza sui pochi dati a disposizione. In tal caso risulta particolarmente interessante l'utilizzo di metodi statistici di analisi, come il metodo Monte Carlo che permettono di valutare l'incertezza sui parametri utilizzati.

I sistemi cogenerativi a celle a combustibile polimeriche presentano lo svantaggio di un elevato costo di investimento iniziale. Le analisi svolte sul sistema Sidera prevedono un costo di investimento di riferimento pari a 2000 €/kW<sub>e</sub>. Tale costo non rispecchia il costo attuale di tale sistema, ma è l'obiettivo del costruttore per l'ingresso nel mercato. Sebbene un valore di investimento pari a 2000 €/kW<sub>e</sub> di per sé possa non apparire elevato rispetto ad altre tecnologie, esso riguarda un impianto che, oltre ad avere una vita utile limitata, presenta una degradazione delle prestazioni tale da influenzare significativamente la produzione elettrica su cui il costo dell'investimento viene ponderato.

In particolare l'incertezza legata alle prestazioni e alla degradazione sia dei reattori di conversione del combustibile, sia delle celle a combustibile incidono in maniera significativa sul valore del costo dell'energia elettrica determinato e sulla varianza associata.

Proprio al fine di valutare l'influenza dei parametri più critici ed incerti sulle prestazioni e sui costi di un sistema cogenerativo a celle a combustibile polimeriche, nel seguente lavoro sono presentati:

- Sviluppo di un modello per l'analisi energetica ed economica del sistema Sidera 30 (Capitolo 2);
  - Analisi di alcune strategie di funzionamento (Capitolo 3);
  - Analisi di sensitività dei parametri più critici sulle prestazioni energetiche ed economiche del sistema (Capitolo 3);
  - Valutazione della varianza del costo finale dell'energia elettrica dovuto all'incertezze sulle caratteristiche più critiche del sistema, tramite metodo Monte Carlo (Capitolo 4).
-

# Capitolo 1

## Descrizione del sistema Sidera 30

Il Sidera 30 è un cogeneratore in via di sviluppo presso ICI caldaie che produce energia elettrica e termica mediante l'utilizzo di uno stack di celle a combustibile funzionanti con un syngas ad alto contenuto di idrogeno. Di seguito è descritto il funzionamento dei principali componenti che costituiscono la macchina.

### 1.1 Descrizione a blocchi del sistema

Il sistema Sidera 30 è costituito da un complesso insieme di sezioni che collocate a monte dello stack di celle e in serie tra di loro, permettono la preparazione, a partire dal gas di rete, di un syngas di sintesi con elevato tenore di idrogeno, idoneo a consentire il funzionamento ottimale dello stack di celle a combustibile.

L'analisi effettuata in questo lavoro prevede la suddivisione del sistema in tre blocchi:

- Fuel processor
- Stack di celle a combustibile
- Recupero termico

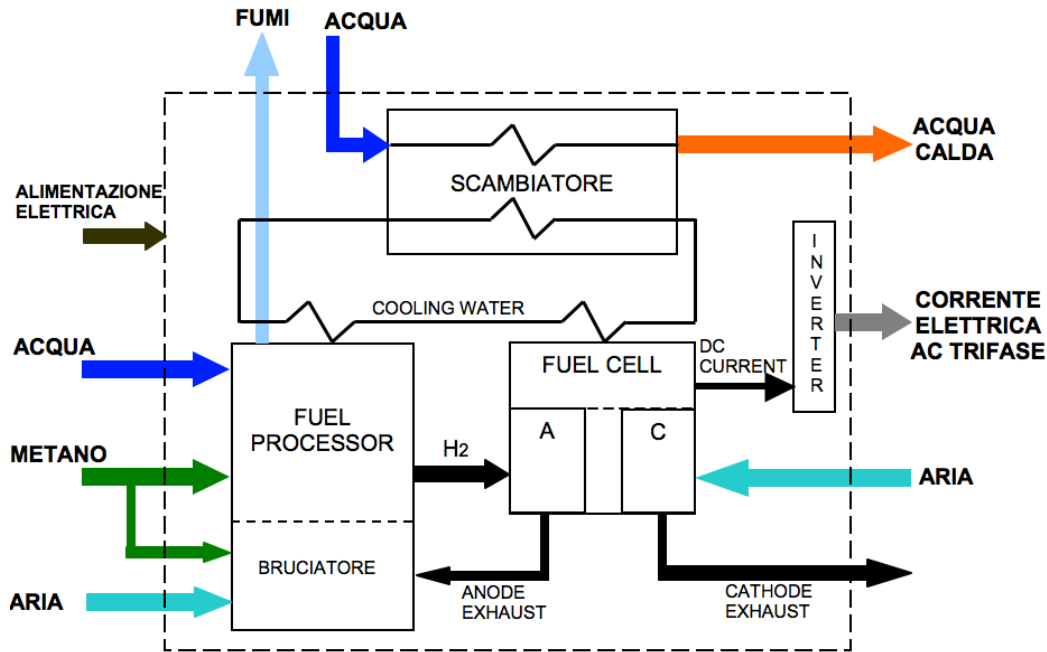


Fig 1.1: Schema del sistema Sidera 30

### 1.1.1 Fuel processor

E' costituito da quei componenti che hanno il compito di produrre a partire dal gas naturale di rete, un syngas ad alto contenuto di  $H_2$ , in grado di consentire il corretto funzionamento della fuel cell.

Il gas naturale, prima di entrare nel primo componente del fuel processor, ossia lo Steam Reformer, deve essere depurato dalle impurità presenti al suo interno al fine di evitare un precoce avvelenamento dei catalizzatori presenti nei diversi componenti che costituiscono il Fuel Processor. La depurazione avviene mediante l'utilizzo di un desolfatore collocato a monte di tutto il sistema che costringe il gas naturale ad attraversare un composto che assorbe lo zolfo.

Successivamente il gas entra nello Steam Reformer, dove avviene la reazione endotermica



ad una temperatura non inferiore a  $700^\circ C$ . L'acqua necessaria alla reazione viene somministrata come vapore surriscaldato prodotto assorbendo calore in parte dai

---

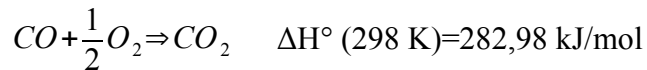
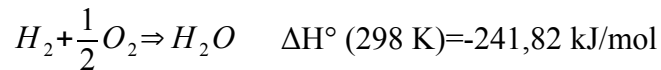
recuperi termici posti a valle dello Steam Reformer e in parte dal reattore stesso. Il syngas ottenuto dallo Steam Reformer presenta elevata concentrazione di H<sub>2</sub> e di CO e si trova ad una temperatura prossima ai 700°C; mediante uno scambiatore in controcorrente il syngas viene raffreddato dall'acqua di processo fino a circa 360°C, temperatura idonea a far avvenire la reazione di water gas shift



che permette di ridurre la concentrazione di CO e di ottenere ulteriore idrogeno aumentandone la concentrazione nel syngas. Tale reazione è esotermica e il calore sviluppato viene ceduto all'acqua di processo per il preriscaldamento.

Per il corretto funzionamento dello stack di celle occorre tuttavia che la concentrazione di CO nel syngas sia di poche ppm, al fine di evitare un avvelenamento rapido del catalizzatore posto sulla membrana polimerica della cella: la riduzione ulteriore della concentrazione di CO nel syngas viene quindi effettuata mediante un reattore di PROX.

Le reazioni che avvengono nel PROX portano all'ossidazione della CO residua e di parte dell' H<sub>2</sub> presente nel syngas secondo le reazioni



tali reazioni devono avvenire ad una temperatura intorno ai 120°C, questo implica quindi che tra il WGS e il PROX ci sia un ulteriore scambiatore che raffreddi il syngas mediante l'acqua di processo.

Le reazioni chimiche che avvengono nel PROX sono esotermiche e la potenza sviluppata viene ceduta al fluido di raffreddamento.

Il syngas disponibile ora presenta le concentrazioni compatibili con l'invio nello stack di celle, tuttavia la sua temperatura deve essere ridotta sino a 60°C mediante un ulteriore scambiatore alimentato dal fluido di raffreddamento: in questa fase avviene la condensazione di parte dell'acqua presente nel syngas.

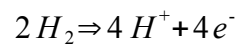
### 1.1.2 Fuel Cell

Le celle a combustibile installate nel sistema Sidera 30 sono di tipo PEFC: sono

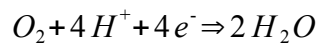
costituite da una serie di piatti bipolari con interposta una membrana polimerica a scambio protonico; l'insieme di elettrodi e membrana è chiamato MEA (Membrane – Electrode Assembly).

L'idrogeno contenuto nel syngas viene alimentato all'anodo, mentre l'ossigeno necessario per la reazione di ossidazione è contenuto nell'aria che viene alimentata al catodo mediante un compressore dedicato.

L'idrogeno alimentato all'anodo, a contatto con il catalizzatore si scinde in ioni  $H^+$  ed elettroni secondo la reazione



la membrana consente il passaggio degli ioni  $H^+$ , ma non degli elettroni. I protoni migrano quindi verso il catodo dove si combinano con l'ossigeno presente e con gli elettroni provenienti dal circuito esterno secondo la reazione esotermica



L'acqua così prodotta viene rimossa dal catodo con l'eccesso di aria, mentre il refluo anodico viene inviato al bruciatore dove contribuisce in parte o totalmente a sostenere termicamente il fuel processor.

La migrazione degli elettroni dall'anodo al catodo attraverso un circuito esterno genera una corrente elettrica continua che viene poi convertita mediante inverter in corrente elettrica trifase.

### 1.1.3 Recupero termico

Nel sistema Sidera 30 sono presenti due circuiti idraulici:

- Circuito di alta pressione con acqua di processo
- Circuito di bassa pressione con acqua di raffreddamento

Il circuito di alta pressione riguarda la linea di adduzione acqua per la generazione del vapore necessario alla reazione di reforming. Tale linea riceve il calore ceduto dagli scambiatori posti a monte e a valle della sezione dove avviene la reazione di water gas shift.

L'acqua circolante invece nel circuito di bassa pressione attraversa la cella per asportare il calore generato dalla reazione e mantenerne la temperatura a valori compresi tra i 60 e i 70°C mediante circolazione attraverso i piatti bipolari; tale

---

acqua deve essere demineralizzata per evitare che piatti differenti possano essere messi in contatto elettrico tra di loro e che si possano depositare incrostazioni che potrebbero ostruire i canali di passaggio. In uscita dalla cella la linea idraulica prosegue verso gli scambiatori di recupero a valle del PROX dove riceve il calore scambiato per raffreddamento del corrente gassosa dalla temperatura di uscita dal reattore di ossidazione preferenziale alla temperatura di ingresso nello stack. E' scambiata inoltre in tale sezione una quota di calore latente dovuto alla condensazione di parte del vapore acqueo presente nel syngas.

Le ulteriori quote di calore cedute al circuito di bassa pressione riguardano il calore generato dalla reazione di ossidazione preferenziale del CO e di ossidazione di parte dell'idrogeno presente nel syngas e infine il calore recuperato dai gas combustibili nel fuel processor prima che questi vengano inviati al camino.

La linea di bassa pressione è un circuito chiuso che si completa con uno scambiatore di calore tra il Sidera 30 e l'utenza dell'impianto.

# Capitolo 2

## Metodi e parametri impiegati nel calcolo

### 2.1 Metodo Monte Carlo

Il metodo Monte Carlo è un metodo matematico-computazionale che permette di quantificare la componente “rischio” in una analisi quantitativa e decisionale. La simulazione tramite metodo Monte Carlo consente di effettuare una analisi delle incertezze costruendo modelli di possibili risultati attraverso la sostituzione di variabili “fisse” con delle distribuzioni di probabilità associate a ciascun fattore che presenta delle incertezze. Servendosi di distribuzioni di probabilità i valori associati ad ogni variabile assumono un valore funzione della loro distribuzione.

Durante una simulazione con il metodo Monte Carlo, i valori delle singole variabili sono generati dalle distribuzioni e vengono poi combinati in maniera casuale tra loro. Ogni serie di valori corrisponde ad una iterazione del metodo e, al termine delle iterazioni, i risultati ottenuti sono poi associati ad una distribuzione statistica da cui si determina media e varianza.

Il metodo Monte Carlo possiede una serie di vantaggi rispetto ad una analisi di tipo deterministico o di stima di un singolo punto:

- Risultati probabilistici: i risultati non mostrano solo cosa potrebbe succedere, ma anche in che modo.
- Analisi di sensitività: con solo pochi casi, una analisi di tipo deterministico rende difficile verificare quali variabili abbiano un influenza maggiore sul risultato finale. In una simulazione Monte Carlo è facile vedere quali input incidono in maniera maggiore sui risultati che si desidera analizzare.
- Correlazione dei dati in ingresso: nell'analisi Monte Carlo è possibile correlare tra di loro le diverse variabili nel caso esse siano interdipendenti.

Tra gli svantaggi riscontrabili nell'applicazione del metodo Monte Carlo vi è sicuramente il tempo di calcolo impiegato dai computers che ovviamente aumenta al crescere della accuratezza richiesta dal metodo.

## 2.2 Levelized Cost of Electricity (LCOE)

LCOE è uno strumento finanziario che consente di determinare il costo di generazione del kilowattora elettrico da diverse tecnologie rendendole quindi confrontabili tra loro. Il valore calcolato corrisponde al costo a cui deve essere venduto un kilowattora affinché al termine della vita utile dell'impianto i ricavi e i costi si eguaglino. Qualitativamente la formula per il calcolo del levelized cost può essere espressa nel modo seguente:

$$LCOE = \frac{\text{Costi sostenuti durante l'intero ciclo di vita dell'impianto}}{\text{energia prodotta durante tutta la vita dall'impianto}}$$

Il levelized cost riflette il ritorno di capitale per un investitore nell'assenza di un mercato specifico o di rischi.

L'equivalenza tra costi e ricavi viene realizzata attualizzando i flussi di denaro che sono collocati in istanti diversi nel tempo. Perché si abbia una equivalenza tra il prezzo di vendita e l'LCOE occorre che siano verificate due ipotesi:

- Il tasso di interesse deve rimanere costante e non variare durante il periodo considerato.
- Il prezzo dell'elettricità è stabile e non varia durante la vita dell'impianto.

Il vantaggio che offre il metodo LCOE è quello di essere molto versatile, consentendo il confronto con tecnologie anche molto diverse tra loro e di inserire o eliminare dalla formula generale voci di costo in funzione di ciò che si intende prendere in considerazione nella propria analisi (ad esempio tasse, sussidi, esternalizzazioni, costi sociali, costi di allacciamento alla rete...).

Il metodo LCOE può essere usato in molteplici applicazioni e per diversi scopi tra cui:

- Stimare il costo di generazione di energia elettrica da un nuovo impianto o per una data tecnologia.
- Analizzare le diverse opzioni di generazione disponibili nel mercato per gli investitori. Poiché il mercato differisce molto da paese a paese, gli investitori possono correggere i parametri chiave dei costi, così come le assunzioni che vengono fatte in modo da riflettere la situazione locale e le realtà che si vogliono considerare.
- Identificare tra le alternative di generazione, la più conveniente per



---

l'investitore.

- Valutare l'impatto dei cambiamenti del mercato nei costi di generazione.
- Valutare la struttura dei costi di diverse opzioni di generazione.
- Valutare l'impatto che le variazioni nelle assunzioni hanno sul costo finale.

I tassi di attualizzazione stimati possono essere considerati come un indice di ritorno del capitale investito: un tasso di attualizzazione alto implica generalmente che il capitale investito rientrerà in un periodo di tempo più breve rispetto ad un più basso tasso di attualizzazione.

L'aspetto negativo principale di tale metodo sta nel fatto che per determinare il valore di LCOE occorre effettuare una serie di assunzioni: ciò produce un valore che rispecchia un mondo statico senza componente di rischio e dove i costi sono esattamente quelli che erano stati predetti: il risultato che si ottiene può discostarsi parecchio dalla realtà e condurre quindi a risultati errati.

Nel seguente scritto, è stata scelta una forma di LCOE costruita nel seguente modo:

$$LCOE = \frac{CI + \sum_{n=1}^N \left( \frac{O \& M}{(1+DR)^n} + \frac{CC_n + C_{H_2O_n}}{(1+DR)^n} - \frac{PETH_n}{(1+DR)^n} \right) - \frac{RV}{(1+DR)^N}}{\sum_1^N \frac{EE_n}{(1+DR)^n}}$$

dove con CI si indica il costo di investimento dell'impianto, O&M sono i costi annuali di operating and maintainence, RV è il valore residuo dell'impianto a fine vita, EE l'energia elettrica prodotta annualmente dal sistema e DR è il discount rate utilizzato per l'attualizzazione dei flussi monetari. CC indica il costo annuale del combustibile e  $C_{H_2O}$  è il costo relativo al consumo di acqua per il funzionamento del Sidera. Il termine PETH indica invece i ricavi ottenuti dalla vendita dell'energia termica. Come si nota, essendo un ricavo essi si sottraggono alle altre voci riducendo il valore finale di LCOE.

I flussi di cassa considerati nel seguente scritto si intendono a moneta costante, conseguentemente il valore dell'inflazione non è considerato nell'analisi dei costi. Il costo del combustibile e il prezzo di vendita dell'energia termica sono considerati al netto dell'IVA. Non vengono inoltre considerati incentivi o fiscalità di nessun tipo.

Per quanto riguarda il valore residuo del sistema a fine vita, nel caso del Sidera

30 si è scelto di porlo pari a zero in quanto essendo costituito da una macchina unica, non comprende strutture immobili o altri apparecchi che a fine vita possono costituire un valore finanziario significativo.

### 2.3 Definizione degli indici caratteristici e delle curve di polarizzazione e rendimento

Nella seguente sezione si definiscono alcuni indici caratteristici utilizzati nel programma di calcolo

- Rendimento Elettrico ( $\eta_e$ )

$$\eta_e = \frac{P_e}{(m_{CH_{4SR}} + m_{BR}) \cdot PCI_{CH_4}}$$

- Rendimento di I principio ( $\eta_I$ )

$$\eta_I = \frac{P_e + Q_{cog}}{(m_{CH_{4SR}} + m_{BR}) \cdot PCI_{CH_4}}$$

- Rendimento Exergetico ( $\eta_{EX}$ )

$$\eta_{ex} = \frac{P_e + Q_{cog} \cdot \theta}{(m_{CH_{4SR}} + m_{BR}) \cdot ex_{CH_4}}$$

dove  $\theta$  rappresenta il rendimento di Carnot tra la  $T_a$  e la temperatura media logaritmica  $T_{ml}$  a cui si trova il fluido adibito al recupero termico del sistema Sidera.

- Rendimento elettrochimico Fuel Cell ( $\eta_{FC}$ )

$$\eta_{FC} = \frac{V}{V_{id}}$$

è il rapporto tra la tensione ai morsetti della cella e la tensione idealmente ottenibile.

- 
- Efficienza di conversione Steam Reformer ( $\epsilon_{SR}$ )

$$\epsilon_{SR} = \frac{n_{CH_4 \text{ reagite}}}{n_{CH_4 \text{ in}}}$$

dove  $n_{CH_4 \text{ reagite}}$  sono le moli di metano reagite nel reattore, mentre  $n_{CH_4 \text{ in}}$  sono le moli di metano in ingresso allo steam reformer. L'efficienza non è costante per qualsiasi valore di portata molare in ingresso al sistema, ma varia in maniera lineare secondo una retta di equazione:

$$\epsilon_{SR} = -\beta x + 1$$

dove l'intercetta vale 1 ossia efficienza di conversione pari al 100% con portata nulla,  $\beta$  rappresenta la pendenza della retta.

$x$  rappresenta il rapporto tra la portata nominale di gas naturale nello Steam Reformer e quella effettiva.

Come si nota, l'efficienza cresce al diminuire della portata in quanto si ottengono tempi di residenza maggiori del gas nel reattore favorendone la conversione. La curva è rappresentata da una retta in quanto il legame tra il tempo di residenza del metano nel reattore e la portata è lineare secondo la legge:

$$Volume \text{ reattore} = v \cdot A \cdot \Delta t$$

Dove  $A$  è la sezione di passaggio, il volume del reattore è costante e quindi al ridursi della portata  $v$ , il tempo di residenza cresce linearmente.

- Eccesso di combustibile  $\lambda$  allo stack

$$\lambda = \frac{n_{H_2 \text{ totali}}}{n_{H_2 \text{ reagite}}}$$

E' definito come il rapporto tra la portata di combustibile affluente all'anodo e quella effettivamente utilizzata; il suo reciproco è il fattore di utilizzo del combustibile indicato con FU.

- Curva di polarizzazione

La curva che permette di conoscere la tensione disponibile ai morsetti dello stack in funzione della corrente circolante è approssimata da una retta di equazione

$$V = -\beta_{FC} I + V_{lin}$$

dove  $V_{lin}$  corrisponde alla tensione ideale ottenibile ai morsetti della cella linearizzando la curva di polarizzazione,  $I$  rappresenta la corrente erogata dalla cella,  $\beta_{FC}$  è il coefficiente angolare della retta di polarizzazione.

---

## 2.4 Descrizione del programma di calcolo

Per la determinazione del comportamento atteso del sistema dalla sua messa in funzione sino al termine della vita utile è stato realizzato un programma di calcolo in Matlab che, attraverso una serie di parametri impostati, permette di conoscere i valori di funzionamento attesi dal Sidera 30 lungo tutta la sua vita e di potere quindi quantificare anche da un punto di vista economico i costi e i ricavi generati dal sistema.

Il programma calcola il funzionamento dell'impianto su base oraria: ad ogni ora è associato uno stato di funzionamento stazionario che si mantiene costante fino all'ora successiva. Le variazioni di funzionamento avvengono quindi a gradino e in modo istantaneo nel passaggio da un'ora all'altra.

Il metodo di calcolo implementato prevede l'applicazione di alcune ipotesi:

- Il gas naturale in ingresso al sistema è costituito al 100% da CH<sub>4</sub>
- I gas sono considerati come perfetti e rispondono quindi alla legge

$$PV = nRT$$

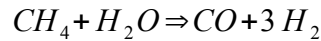
- La combustione nel fuel processor del refluo anodico e del gas naturale necessario a fornire la potenza termica ausiliaria è considerata completa.
- Tutto il refluo anodico viene bruciato e il calore in eccesso rispetto alle esigenze dell'evaporatore-surriscaldatore e dello steam reformer è ceduto tramite lo scambiatore recuperativo posto tra il fuel processor e il camino al circuito di raffreddamento del sistema.
- Lo scambiatore recuperativo è dimensionato sulla massima potenza termica recuperabile per mantenere la temperatura dei fumi pari al valore nominale. In caso di potenze inferiori, il sistema è munito di by-pass che modula l'afflusso di acqua allo scambiatore al fine di mantenere la condizione di uscita dei fumi impostata.
- Le uniche perdite considerate riguardano le perdite al camino e le perdite termiche allo stack di celle, stimate in una percentuale della potenza termica idealmente disponibile allo stack.
- Nello steam reformer il metano reagito si converte totalmente in CO e H<sub>2</sub>
- Il costo del combustibile e il prezzo di vendita dell'energia termica sono valutati al netto dell'IVA.
- Non è considerato nessun tipo di incentivo o fiscalità nella determinazione dell'LCOE.

Il metodo può essere suddiviso in blocchi, come per il sistema Sidera 30 al fine di comprendere meglio il suo funzionamento:

### 2.4.1 Fuel processor

Il fuel processor è considerato come costituito da tre blocchi posti in serie tra loro, con interposizione tra uno e l'altro di uno scambiatore di recupero. I tre blocchi sono lo Steam Reformer, il reattore di Water Gas Shift e il reattore di PROX.

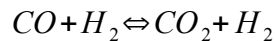
Data la portata di  $CH_4$  in ingresso allo Steam Reformer e la sua curva di efficienza di conversione, sono determinate le portate molari di  $H_2$ ,  $CO$ ,  $H_2O$ , del  $CH_4$  non reagito e, secondo la reazione endotermica



la potenza termica richiesta per sostenere reazione chimica e per innalzare prodotti e reagenti fino alla  $T_{SR}$  imposta.

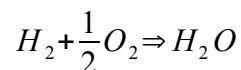
Note le temperature  $T_{SR}$  e  $T_{WGS}$  della reazione di gas shift il metodo determina i calori specifici a pressione costante ( $C_p$ ) delle specie contenute nel syngas e quindi il calore ceduto allo scambiatore posto tra lo SR e il reattore di water gas shift.

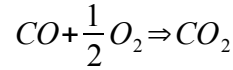
La reazione di shift risulta completamente definita in quanto il programma calcola le concentrazioni delle diverse specie nel syngas e la  $K_{eq}$  di equilibrio per la reazione



In questo modo è possibile conoscere le concentrazioni delle specie in uscita dal WGS e conseguentemente le portate molari: risulta quindi nota la composizione del syngas e la potenza scambiata nel WGS affinché esso si mantenga isoterma alla  $T_{WGS}$ .

Fissata la  $T_{PX}$  si determinano i  $C_p$  delle specie presenti nel syngas e il calore scambiato con l'acqua di processo per raffreddare il flusso gassoso sino alla  $T_{PX}$ . Data la selettività, nel PROX si porta ad ossidazione parte di  $H_2$  e il  $CO$  rimanente fino ad abbassarne le concentrazioni a valori compatibili con la FC. Le reazioni che avvengono sono le seguenti:





Tali reazioni sono esotermiche e il fluido di raffreddamento provvede a mantenere il syngas nel PROX alla temperatura impostata.

Affinchè il syngas possa essere inviato allo stack di celle occorre che venga raffreddato ulteriormente dalla  $T_{px}$  alla  $T_{inf}$ . Essendo entrambe le temperature imposte, è possibile determinare i nuovi Cp dei composti presenti nel syngas e la potenza termica sensibile e latente che viene scambiata con il fluido di raffreddamento prima di entrare nella cella.

#### 2.4.2 Fuel Cell

Il programma di calcolo ha impostate la curve di polarizzazione e la degradazione dello stack nel tempo, questo permette di poter determinare la tensione e la corrente erogate dalla fuel cell in funzione della portata di  $H_2$  presente nella corrente di syngas all'anodo e del fattore di utilizzo del combustibile; viene quindi calcolato il  $\eta_{FC}$ , la potenza termica ceduta al fluido di raffreddamento e la composizione del refluo anodico inviato al bruciatore.

La corrente elettrica dello stack è determinata secondo l'equazione

$$I = \frac{nH_{2PX} \cdot FU \cdot 2 \cdot F}{NC}$$

dove

$nH_{2px}$  indica la portata molare di  $H_2$  in uscita dal PROX

FU è il fattore di utilizzo del combustibile

NC è il numero di celle

F è la costante di Faraday pari a 96500 C/mol

Nota quindi la I, e nota la retta di polarizzazione si determina la tensione V ai morsetti.

La portata di  $H_2$  non reagita contenuta nel refluo anodico è data da

$$nH_{2FC} = (1 - FU) \cdot nH_{2PX}$$

#### 2.4.3 Bilancio al Fuel Processor

La potenza termica da fornire al fuel processor è determina in modo iterativo in quanto gli unici valori noti sono  $Q_{FC}$ ,  $Q_{REF}$ ,  $Q_{EVA}$ . Non è nota infatti a priori la potenza termica totale da fornire o quella ausiliaria richiesta al bruciatore, la

quota persa al camino e quella recuperata dal fluido di raffreddamento: esse vengono determinate iterativamente stimando un  $C_p$  medio dei fumi e correggendolo ad ogni iterazione in funzione delle portate molari dei composti presenti nei prodotti di combustione. La temperatura dei fumi a valle della reazione di steam reforming  $T_{REF}$  è fissata, così come quella dei fumi al camino, mentre le altre temperature sono determinate dal programma di calcolo stesso in funzione del calore scambiato e dalla composizione dei gas combusti. Qualora la potenza termica ausiliaria richiesta al bruciatore risultasse nulla e quella fornita dal reflujo anodico fosse maggiore del necessario, il sistema provvede a calcolare una nuova  $T_{REF}$  in funzione della  $Q_{REF}$  richiesta dalla reazione, a pari  $T_{sr}$  e determina in seguito la nuova  $T_{EVA}$  e la  $Q_{REC}$ .

La composizione media dei fumi è in parte nota in quanto si conosce la composizione del reflujo anodico e l'aria necessaria alla sua completa combustione.

### 2.4.4 Aspetto economico

Il metodo implementato effettua i calcoli sopra descritti per ogni ora di funzionamento del Sidera 30 e, dato un numero di ore annue di funzionamento esso tiene traccia della produzione di energia elettrica, termica, dei consumi di gas naturale e di acqua, quantificandoli dal punto di vista monetario in costi e ricavi annuali per attualizzarne il valore. Tali valori, prodotti per ogni anno di funzionamento dell'impianto vengono poi sommati ai costi di manutenzione e investimento portando alla determinazione del LCOE del sistema.

### 2.4.5 Metodo Monte Carlo

Le operazioni sopra descritte, partendo da un set di valori impostati nel programma, producono al termine della simulazione sulla vita dell'impianto un unico valore di LCOE: tale valore è fortemente dipendente dalle assunzioni effettuate per la stima dei parametri.

Maggiore è l'aderenza dei parametri stimati alla realtà, più attendibile risulterà essere il valore di LCOE. Poiché spesso taluni parametri presentano una variabilità che influenza il valore finale di LCOE si è ricorsi all'utilizzo del metodo Monte Carlo, il quale attribuisce ai dati che presentano maggiore volatilità non un valore unico, ma una distribuzione di probabilità da dove, ad ogni iterazione è scelto dal programma un valore casuale. La combinazione di diversi valori stimati casualmente da altrettante distribuzioni porta ad avere non un unico valore di LCOE, ma una distribuzione di valori, ognuno dei quali viene determinato ripercorrendo il metodo di calcolo illustrato sopra.



---

## 2.5 Valori di input

Nella tabella sottostante sono riportati i valori di input utilizzati dal programma di calcolo. I valori modificati durante le simulazioni saranno evidenziati in seguito.

PARAMETRO	VALORE
$T_{SR}$	700°C
$T_{WGS}$	370°C
$T_{PROX}$	120°C
$T_{inFC}$	60°C
$T_{fout}$	100°C
$T_a$	25°C
$T_{foutREF}$	750°C
N° di celle	440
Discount rate	4,05%
Pressione vapore	5,4 bar
Pressione syngas ingresso WGS	0,6 bar
Pressione syngas ingresso PROX	0.56 bar
Pressione syngas uscita PROX	0,525 bar
Pressione di condensazione H <sub>2</sub> O PROX	0,199 bar assoluti
Potenza elettrica nominale Fuel Cell	36,6 kW
Costo Gas Naturale	0,72 €/m <sup>3</sup>
Rendimento caldaia di riferimento	0,9
Ricarico sul costo di produzione energia termica	15%
Selettività PROX	1,5
Rapporto Steam/Carbon	4
Portata nominale Gas naturale nello SR	10 m <sup>3</sup> /h
Vita utile dell'impianto	30.000 ore
Ore di funzionamento annuo	3.000 ore
Costo impianto	2.000 €/kW <sub>e</sub> installato
Costo per sostituzione fuel cell	50% del Costo impianto

## Capitolo 2

---

Costo per sostituzione Steam Reformer	20% del Costo impianto
Prezzo di riferimento kWh elettrico	0,17305 €/kWh

## Capitolo 3

### Analisi energetica ed economica

Nel presente capitolo si effettua un'analisi di sensitività modificando i parametri che si ritiene possano maggiormente influire dal punto di vista fisico nel sistema. Si analizzano essenzialmente due set di simulazioni che prevedono la modifica dei medesimi parametri. Il primo set mantiene costante la portata di metano in ingresso allo Steam Reformer, mentre nel secondo set di simulazioni la portata varia ad intervalli regolari stabiliti. Lo scopo da perseguire riguarda il determinare quali parametri influenzano in maniera più incisiva gli output dell'impianto, i rendimenti e il costo atteso di generazione del kilowattora elettrico.

Il termine discriminante che si utilizzerà in questo scritto per valutare la convenienza del sistema in termini economici è il prezzo di riferimento di vendita del kilowattora elettrico stabilito nel comunicato del primo trimestre 2012 emanato dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e pari a 0,17305 €/kWh. Dallo stesso comunicato è dedotto il costo del gas naturale applicato nelle simulazioni.

I risultati ottenuti dalle diverse simulazioni sono confrontati rispetto ad un impianto base determinato in funzione dei seguenti parametri di ingresso:

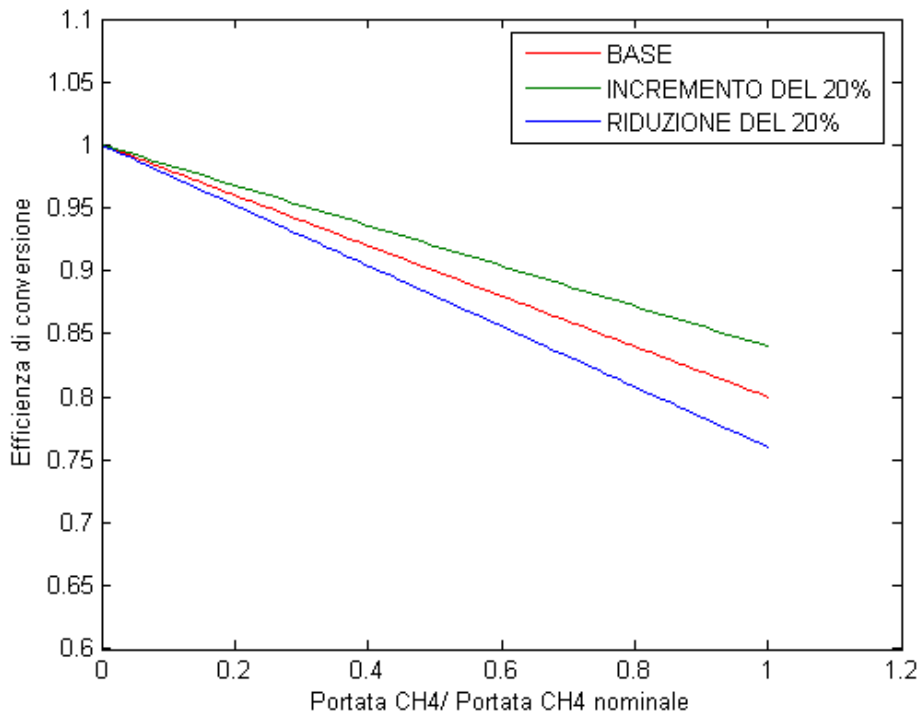
**Tabella 3.1: Valori nominali dell'impianto di riferimento**

PARAMETRO	VALORE
Portata di CH <sub>4</sub> in ingresso al sistema	10 m <sup>3</sup> h <sup>-1</sup>
ε <sub>SR</sub> a portata nominale	80%
Degradazione annuale Steam Reformer	4,38%
Pendenza retta di polarizzazione	-0.42 V*A <sup>-1</sup>
Degradazione cella	5*10 <sup>-6</sup> V*h <sup>-1</sup>
Eccesso di H <sub>2</sub> alla FC	1,6
Vita utile dell'impianto	30.000 h
Ore di funzionamento annuo	3.000 h*anno <sup>-1</sup>

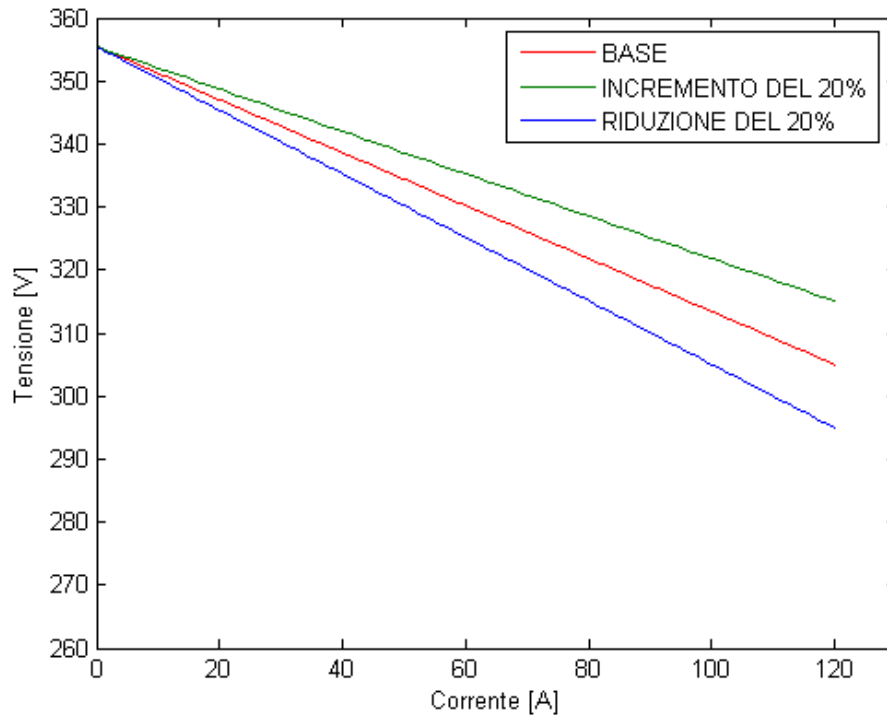
Le modifiche imposte agli input sono principalmente determinate da variazioni del 20% in positivo o in negativo di parametri relativi allo Steam Reformer o

alla Fuel Cell.

Nel caso di variazione dell'efficienza di conversione dello Steam Reformer e della curva di polarizzazione, la modifica percentuale agisce sulla pendenza della curva. Le figure 3.1 e 3.2 mostrano come la variazione percentuale ne modifica l'assetto.



**Fig 3.1: Esempi di modifica della curva di efficienza dello Steam Reformer**



**Fig 3.2: Esempi di modifica della curva di polarizzazione**

Nella tabella sottostante sono riassunte le variazioni per ogni caso proposto:

**Tabella 3.2 Parametri variati per ogni simulazione. Modifiche riguardanti la curva di polarizzazione o la curva di efficienza di conversione si ritengono positive per il sistema se la variazione è anch'essa positiva. Nel caso delle degradazioni, un incremento positivo penalizza il sistema.**

SIGLA IDENTIFICATIVA DELLE SIMULAZIONI	PARAMETRO MODIFICATO	VALORE DELLA MODIFICA
C1	Efficienza conversione SR	+20%
C2		-20%
C3	Degradazione SR	+20%
C4		-20%
C5	Pendenza curva di polarizzazione	+20%
C6		-20%
C7	Degradazione FC	+20%
C8		-20%
C9	Sostituzione FC	Dopo 15.000 ore di funzionamento
C10	Sostituzione FC e SR	Dopo 15.000 ore di funzionamento
C11	Eccesso di H <sub>2</sub> alla FC	1,5
C12		1,4

Le modifiche apportate alla sola efficienza out of the box dello Steam Reformer modificano la composizione del syngas che viene alimentato allo stack di celle: nello specifico la modifica solo di tale parametro opera come un offset sulle curve di  $P_{el}$  generata dalla cella e sulla  $Q_{coq}$  recuperata dal sistema. Risulta quindi facilmente intuibile come un rendimento maggiore influisca in maniera positiva sul tutto il sistema.

Nei casi C3 e C4 si è agito invece sulla degradazione dello Steam Reformer nel tempo. Supponendo di voler sostituire l'impianto quando questo riduce le sue prestazioni di una percentuale stabilita rispetto al valore di un impianto nuovo, risulta chiaro che la minor degradazione permette di prolungare la vita dell'impianto prima che le sue prestazioni raggiungano il valore prefissato per il fine vita.

Le simulazioni indicate con C5 e C6 invece prevedono una modifica della curva di polarizzazione della Fuel Cell: questo parametro è stato analizzato in quanto la curva di polarizzazione incide considerevolmente sulle prestazioni del sistema e su  $\eta_{FC}$ . Una curva più favorevole (ossia con una pendenza minore) permette a

pari potenza erogata di avere correnti più basse e quindi minori perdite ohmiche. La modifica di tale parametro nella realtà del Sidera 30 è possibile perseguirlo in due modi: realizzando una nuova FC di pari potenza nominale con una curva di polarizzazione meno ripida oppure installando uno stack con la medesima pendenza di curva, ma con una potenza nominale maggiore e lavorando in modo parzializzato sulla cella. In tale maniera si riesce a ridurre le correnti circolanti ed aumentare la tensione ai morsetti diminuendo le perdite e incrementando il rendimento dello stack.

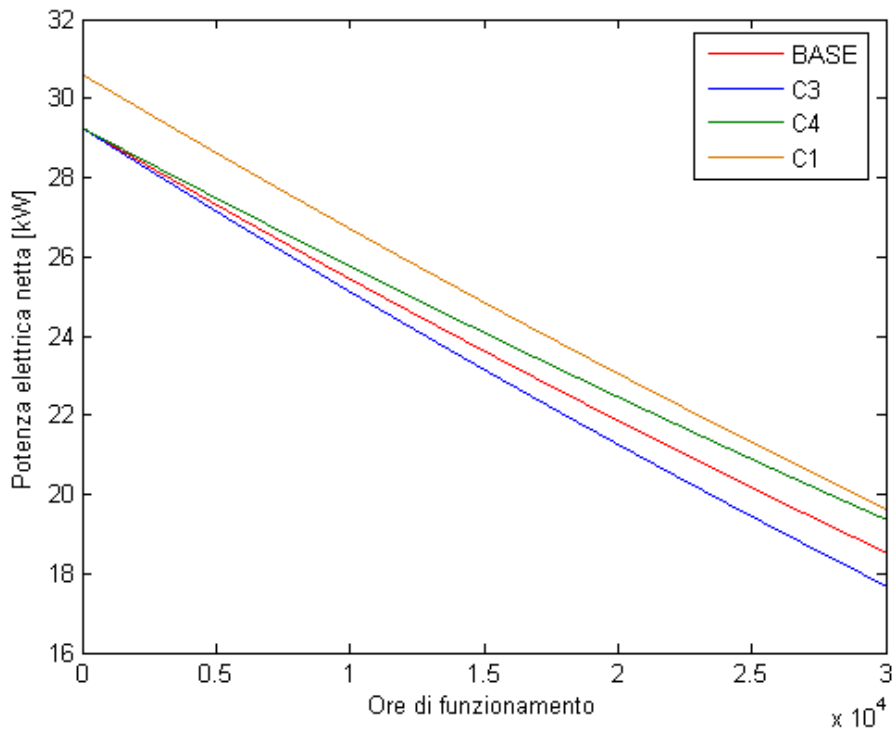
La degradazione che presenta la PEM riduce la tensione ottenibile ai morsetti della cella. Nelle simulazioni C7 e C8 la differente degradazione porta al raggiungimento del termine vita dell'impianto ad avere un sistema con valori di potenza elettrica erogabile o rendimenti diversi rispetto al caso base e che in un impianto con degradazione minore permette di prolungarne la vita utile.

Nella tabella seguente sono riassunte, per tutte le simulazioni svolte, produzioni e i consumi del Sidera 30 dopo 30.000 ore di funzionamento:

**Tabella 3.3 Valori di energia elettrica, termica e LCOE ottenuti da simulazioni con termine vita imposto a 30.000 ore.**

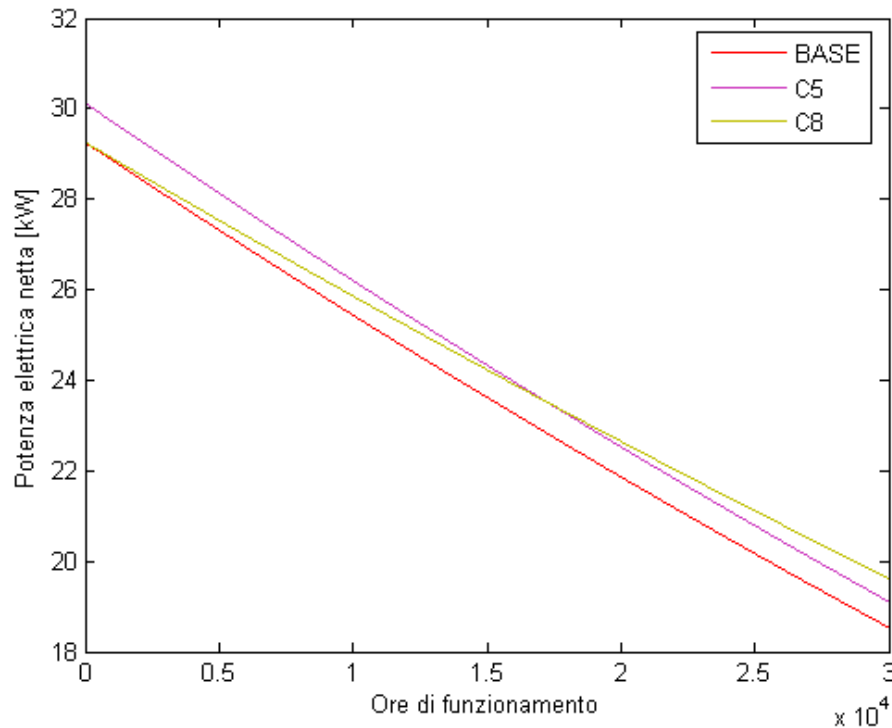
SIGLA IDENTIFICATIVA DELLE SIMULAZIONI	ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA [MWh]	ENERGIA TERMICA RECUPERATA PER COGENERAZIONE [MWh]	CONSUMO DI GAS TOTALE [ $10^5 \text{ m}^3$ ]	LCOE [€ kWh <sup>-1</sup> ]
BASE	711,75	2017,2	3,0000	0,2235
C1	748,58	1979,4	3,0000	0,2172
C2	674,24	2056	3,0000	0,2305
C3	698,21	2031,3	3,0000	0,2257
C4	725,16	2003,2	3,0000	0,2213
C5	733,2	1997,9	3,0000	0,2194
C6	690,29	2036,5	3,0000	0,2278
C7	694,14	2033	3,0000	0,2268
C8	729,36	2001,3	3,0000	0,2203
C9	755	1978,3	3,0000	0,2650
C10	792,19	1940,2	3,0000	0,2765
C11	756,57	1940,2	3,0000	0,2157
C12	806,63	1972,6	3,0000	0,2079

Osservando i dati relativi alla produzione elettrica delle simulazioni C3 e C7 di tabella 3.3, si nota come la degradazione della cella influisca in modo più significativo sulla produzione totale elettrica rispetto alla degradazione del reformer. Una maggiore riduzione di efficienza di conversione nel reformer comporta una minore portata di H<sub>2</sub> disponibile nel syngas per la conversione in potenza elettrica. Tale deficit permette però uno spostamento del punto di lavoro sulla curva di polarizzazione a correnti più basse e quindi a rendimenti elettrochimici maggiori.



**Fig 3.3: Confronto della potenza elettrica erogata per impianti C1 C3 C4 con portata di metano costante in ingresso al sistema.**





**Fig 3.4 Confronto della potenza elettrica erogata per impianti C5 C8 con portata di metano costante in ingresso al sistema.**

Nella figura 3.3 e 3.4 è rappresentato l'andamento della potenza elettrica generata dalla cella in diversi casi. Osservando le simulazioni C1 C3 C4 che riguardano modifiche solo al reformer si nota che un impianto C1 presenta una potenza elettrica maggiore sviluppata dallo stack grazie alla maggiore efficienza di conversione di  $\text{CH}_4$  in  $\text{H}_2$ , che consente di ottenere un syngas più ricco inviato alla cella.

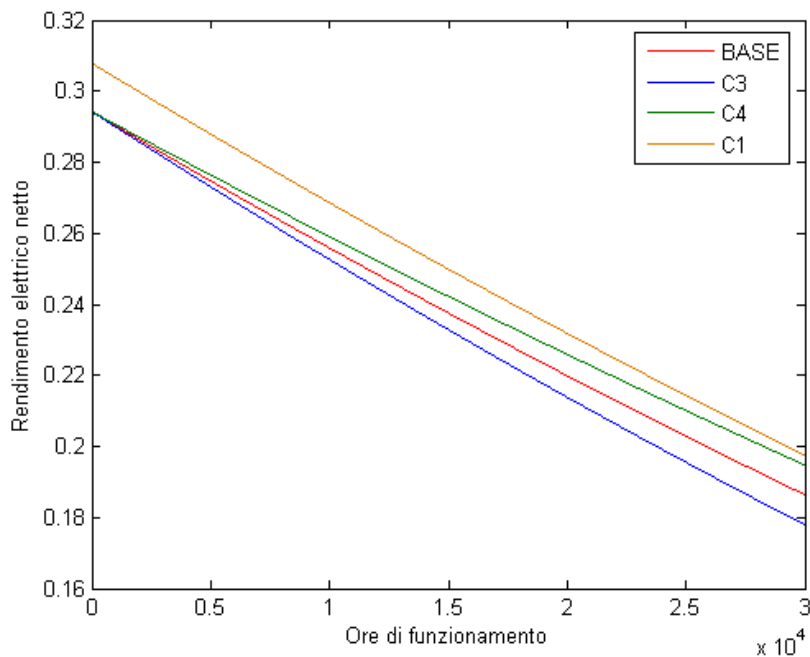
Le modifiche che non agiscono sui parametri “out of the box” dei componenti ossia le prestazioni a impianto nuovo, ma sulla degradazione, mostrano il loro effetto con il trascorrere del tempo e in maniera apprezzabile esaminando la potenza che il sistema è in grado di sviluppare a fine vita imposta. Si nota infatti come la degradazione prestazionale meno accentuata nel tempo permette di ottenere un impianto che confrontato con la situazione BASE consentirebbe un prolungamento della vita utile tale da portarlo a dismissione al raggiungimento di una condizione di potenza minima erogata o di rendimento pari al valore

presentato dal caso BASE al termine delle 30.000 ore.

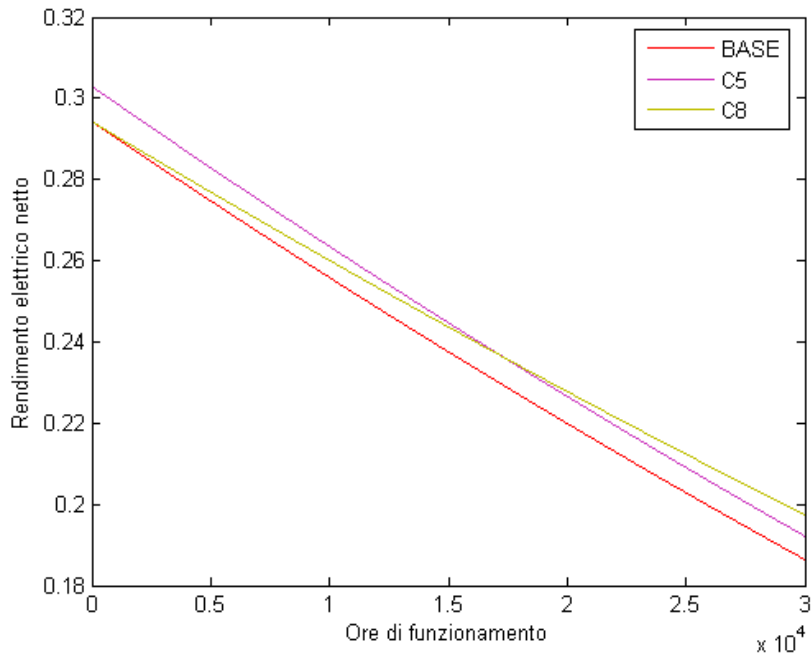
Esaminando la curva del rendimento elettrico e della potenza elettrica dei casi C1 e C4 si nota come la minor degradazione di un sistema con  $\varepsilon_{sr}$  out of the box minori bilanci il maggior rendimento iniziale di C1 con passare del tempo, andando a ridurre la differenza tra la potenza generata a pari fuel cell e a pari istante dal caso C1 e dal caso C4.

Modifiche alle prestazioni sulla Fuel Cell portano a miglioramenti incisivi visualizzabili soprattutto al termine di funzionamento dell'impianto. Ponendosi ad esempio come termine vita il raggiungimento di 19 kW di potenza erogata o un rendimento elettrico non inferiore al 19%, si nota come nel caso C8 e C5 sia possibile prolungare la vita utile con benefici soprattutto per la diluizione dei costi di investimento su un termine temporale più lungo e su una maggior produzione di energia elettrica.

I casi C4 e C8 riguardano entrambi una riduzione del 20% della degradazione, ma l'influenza della modifica applicata alla fuel cell incide maggiormente in quanto compensa la riduzione di portata di idrogeno nel syngas.

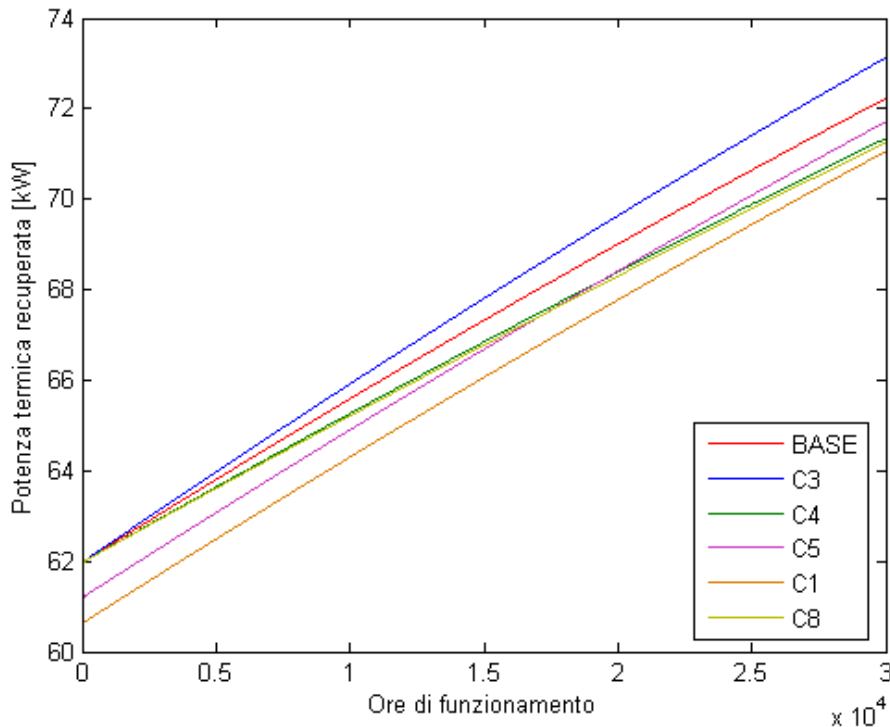


**Fig 3.5: Rendimento elettrico netto per impianti C1 C3 C4 con portata di metano costante in ingresso al sistema.**



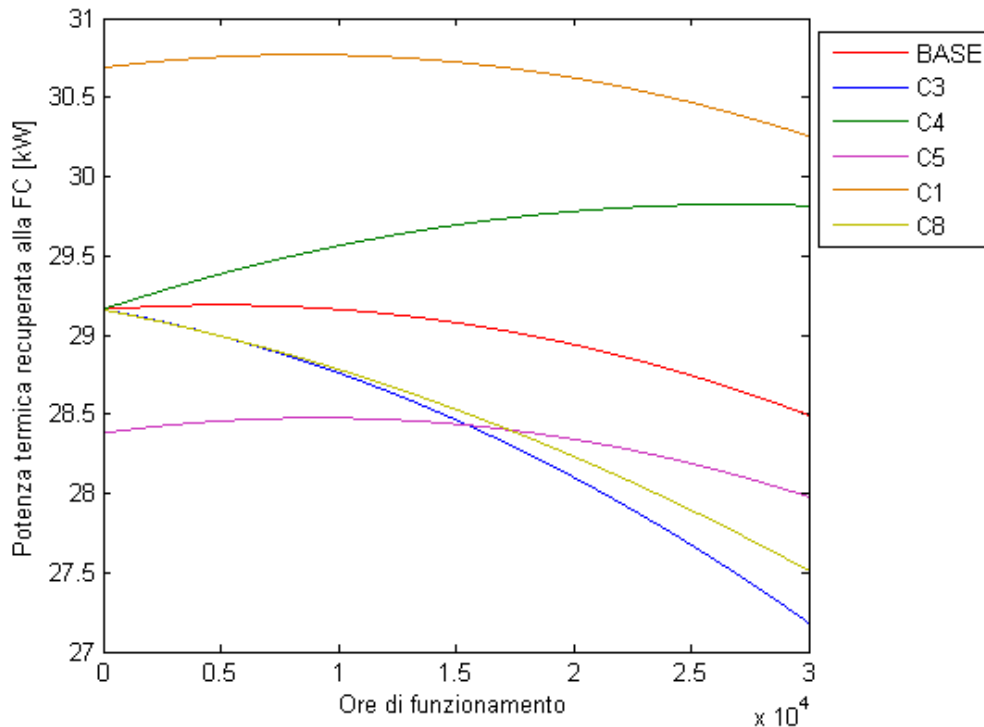
**Fig 3.6 Rendimento elettrico netto per impianti C5 C8 con portata di metano costante in ingresso al sistema.**

Per quanto riguarda il rendimento elettrico del sistema, illustrato in figura 3.5 e 3.6, è ben visibile l'influenza giocata dalla riduzione di degradazione rispetto ai miglioramenti di prestazioni a impianto nuovo. Quello che si evince sia dal grafico 3.4 che 3.6 nel caso ad esempio dell'impianto C5 e C8 è che per impianti avente vita superiore alle 18.000 ore, la minor degradazione influisce in maniera più incisiva rispetto ad avere a disposizione uno stack con una miglior curva di polarizzazione.



**Fig 3.7: Potenza termica recuperata relativa ad alcune simulazioni con portata di metano costante in ingresso al sistema.**

Il bilancio energetico del sistema si completa considerando anche la componente di potenza termica recuperata per scopi cogenerativi. In questa situazione la minor produzione di calore spetta a quei sistemi che convertono in modo migliore l'idrogeno presente nel syngas in potenza elettrica. Risulta evidente e facilmente intuibile che sistemi maggiormente performanti da un punto di vista elettrico risultano penalizzati per quanto riguarda la potenza termica recuperabile: il grafico di figura 3.7 appare in fatti speculare rispetto a quello rappresentante la potenza elettrica in figura 3.3 e 3.4. Il considerevole aumento di potenza termica generata potrebbe tuttavia generare problemi di natura sia tecnica che economica per il sistema: occorre in primo luogo avere a disposizione un'utenza in grado di assorbire l'aumento di potenza termica sviluppata dal Sidera e in secondo luogo, affinché il valore di LCOE non venga penalizzato tutto il calore deve essere remunerato.



**Fig 3.8: Potenza termica netta generata dalla Fuel Cell in sistemi con portata di metano costante.**

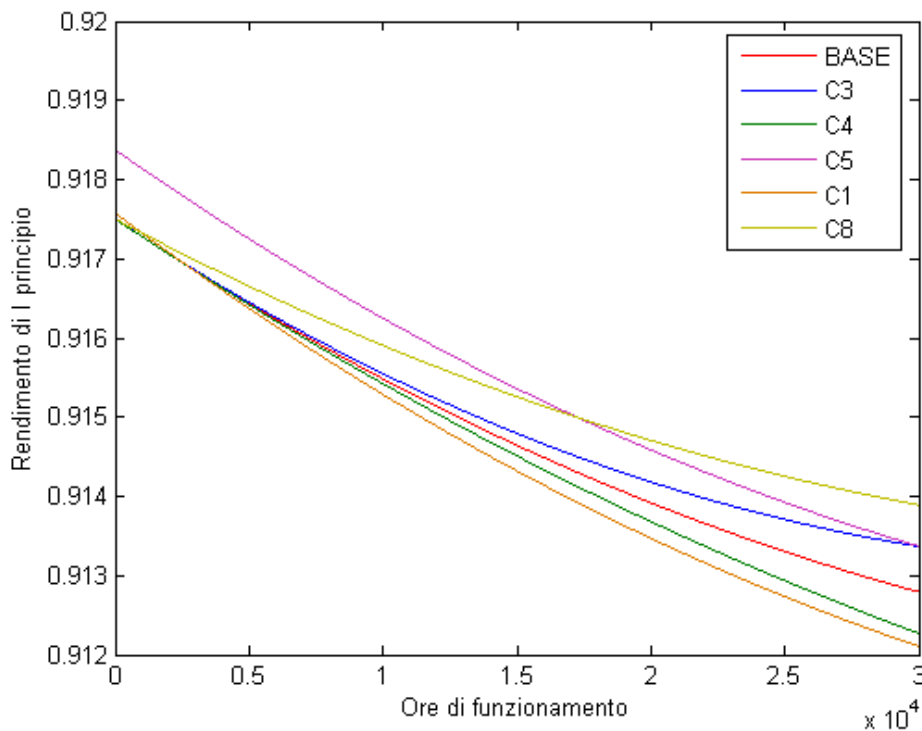
In figura 3.8 è mostrata la potenza termica netta recuperata alla fuel cell. Le situazioni che presentano potenza elettrica maggiore erogata dalla cella hanno una potenza termica recuperata inferiore rispetto al caso base. Valori di potenza termica più alti spettano a simulazioni che hanno apportato modifiche allo steam reformer, ma non allo stack.

Il caso C3 presenta valori di potenza recuperata alla cella inferiori al caso C8, sebbene entrambi i casi riguardino la variazione del valore di degradazione; la ragione di un valore inferiore rispetto al caso base dipende da motivi differenti: in un impianto di tipo C3 il syngas risulta meno ricco di H<sub>2</sub> a causa delle degradazioni e questo influenza in maniera negativa sia la potenza elettrica generata che quella termica recuperabile. Il caso C8 invece, operando esclusivamente sulla degradazione delle celle, mostra una riduzione di potenza recuperabile allo stack che, a differenza del caso C3 è legata ad una riduzione di potenza elettrica erogata meno consistente.

Incrementi di degradazione dello Steam Reformer, nell'ipotesi di bruciare

completamente il refluo anodico e di recuperarne il calore, presentano i valori maggiori di potenza termica resa disponibile all'utenza allacciata al Sidera (fig. 3.7), ma in figura 3.8 risulta che la potenza termica recuperabile allo stack presenta valori inferiori al caso BASE e paragonabili al caso C8.

I valori di potenza termica recuperata del caso C3 dipendono non dalla frazione di calore recuperabile alla cella, bensì da un refluo anodico che a causa della degradazione più accentuata presenta maggiori frazioni di  $\text{CH}_4$  non reagito e che nel Sidera, a valle dello stack è sfruttato energeticamente solo mediante combustione diretta: si assiste quindi ad una più elevata frazione di potenza recuperata dai gas combusti prima dell'espulsione in atmosfera.

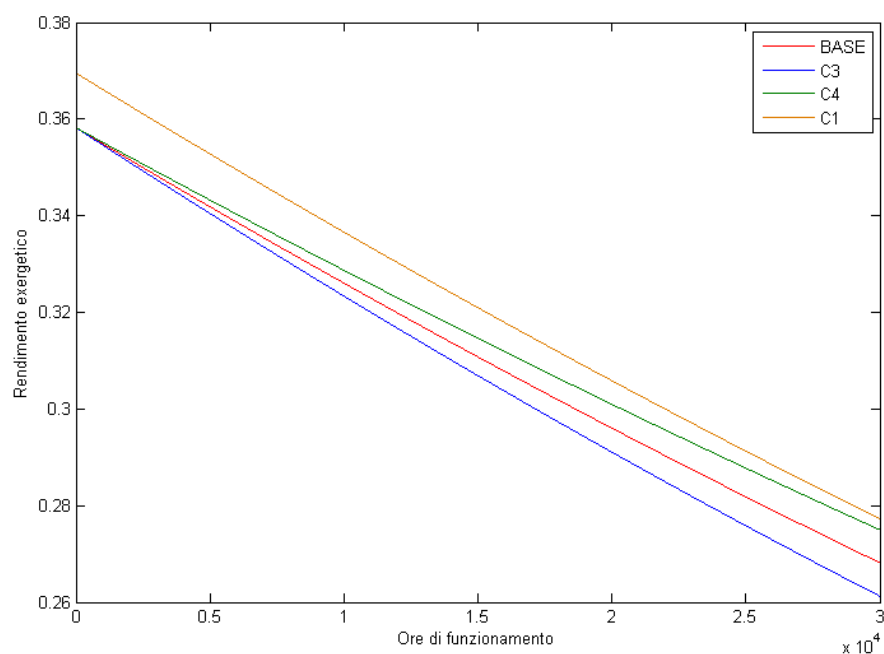


**Fig 3.9: Rendimento di I principio per alcuni impianti con portata di metano costante.**

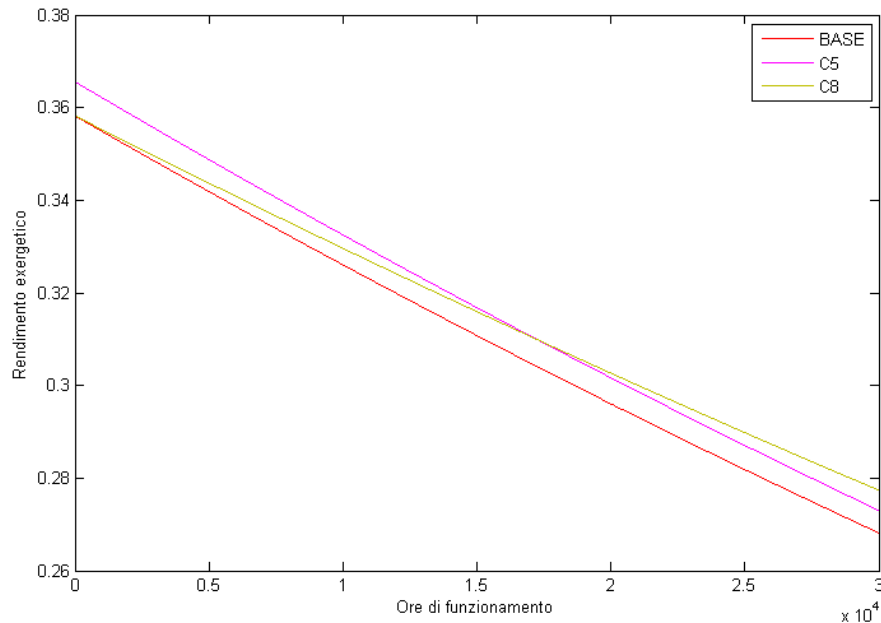
Il grafici dei rendimenti di I principio di figura 3.9 presentano un andamento decrescente in quanto la componente di potenza elettrica tende a diminuire per effetto delle degradazioni che riducono sia la potenza elettrica che quella termica sviluppata dallo stack. Si nota infatti che a fine vita i grafici presentano

---

un andamento circa orizzontale in quanto per un tempo tendente all'infinito il sistema tende degradare a tal punto che la portata di idrogeno alla fuel cell tende a zero, così come la potenza elettrica generata e termica recuperata dallo stack. A quel punto il sistema, ricircolando al bruciatore tutto il refluo anodico di composizione circa pari al syngas in uscita dal fuel processor tenderà a comportarsi come una caldaia tradizionale in quanto l'unico output diviene l'energia termica.



**Fig 3.10: Rendimento exergetico relativo a impianti tipo C1 C3 C4 con portata di metano costante in ingresso al sistema.**



**Fig 3.11 Rendimento exergetico relativo a impianti tipo C5 C8 con portata di metano costante in ingresso al sistema.**

Il rendimento exergetico, come noto attribuisce un peso diverso alla potenza termica ed elettrica di un sistema favorendo impianti che generano molta potenza elettrica o termica ad alta temperatura. Nel caso in oggetto la potenza termica è prodotta ad una temperatura molto bassa influenzando quindi in maniera poco consistente il valore di rendimento exergetico. Come si nota dalla figura 3.10 e 3.11, l'andamento è simile al rendimento elettrico a riprova del poco peso che la componente di output termico gioca in questo rendimento. Teoricamente anche in questo caso il rendimento exergetico per tempi di funzionamento molto maggiori e quindi con degradazioni considerevoli degli apparecchi tenderebbe in modo asintotico al valore di rendimento exergetico di una caldaia che trasferisca calore ad un fluido alla stessa temperatura media logaritmica.

Nell'ipotesi di sostituire lo stack di celle a metà vita dell'impianto (intorno a 15.000 ore), si ottiene un incremento di potenza elettrica generata che porta dopo 30.000 ore ad avere una cella che eroga ancora circa 21 kW. La sostituzione dello stack è una spesa che incide per il 50% dell'investimento iniziale ed è giustificata solo se accompagnata da un considerevole incremento



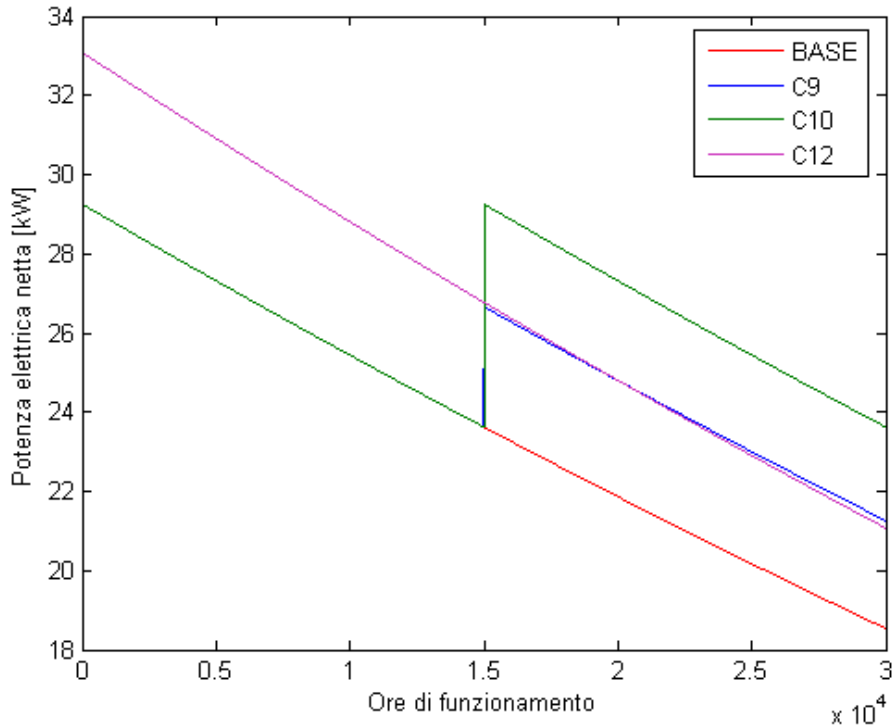
---

della vita utile. Il prolungamento della vita utile dovuto alla sostituzione del solo stack di celle implica l'accettazione di efficienze minori allo Steam Reformer con una riduzione di  $H_2$  nel syngas e quindi una minore potenza elettrica erogabile dalla fuel cell. Ad una minore efficienza di conversione del metano in idrogeno, si accetta un reffluo anodico energeticamente più ricco di  $CH_4$  e con l'ipotesi dichiarata all'inizio di bruciare completamente il reffluo anodico al bruciatore si ammette uno spostamento del funzionamento del sistema verso quello di una caldaia tradizionale.

La sostituzione sia dello stack di celle che dello Steam Reformer riporta il sistema a lavorare in condizioni praticamente analoghe ad un impianto out of the box.

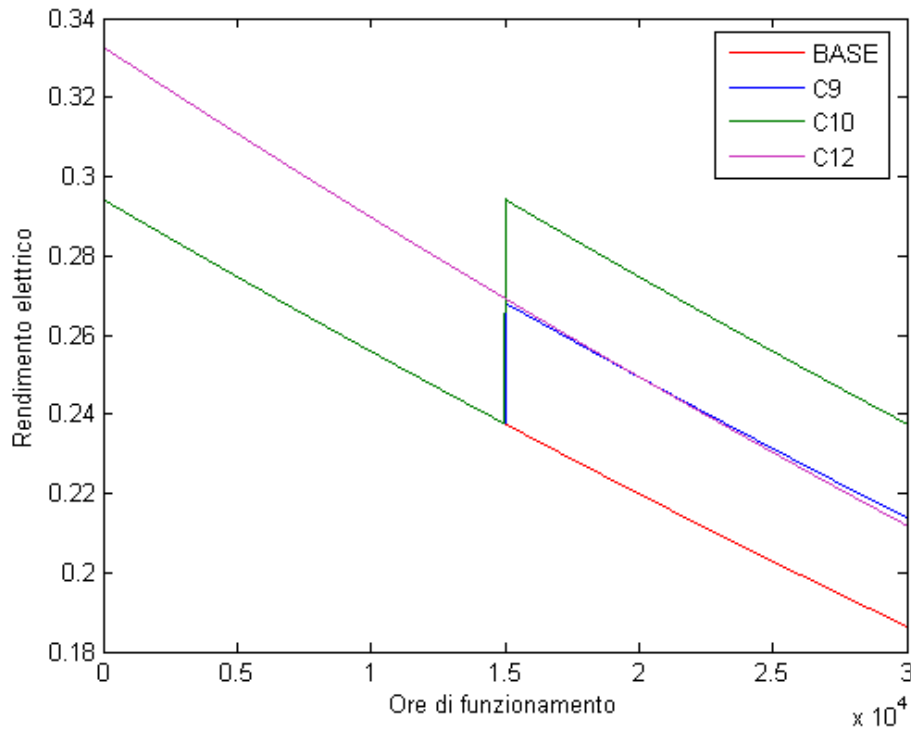
Si riportano a titolo di esempio i grafici della potenza elettrica generata e del rendimento elettrico ottenibile con la sostituzione solo dello stack oppure dello stack e dello Steam Reformer.

L'impianto di tipo C12 presenta invece una fuel cell con curva di polarizzazione e degradazione pari all'impianto di riferimento, ma con  $\lambda$  pari a 1,4. Come si evince dal grafico 3.12, grazie ad uno stack di tali caratteristiche sarebbe possibile prolungare la vita del sistema verso valori analoghi a quelli ottenibili mediante sostituzione dello stack di celle una sola volta, con il vantaggio non indifferente di non avere una ulteriore spesa pari al 50% dell'investimento iniziale per l'acquisto di un nuovo stack di celle.



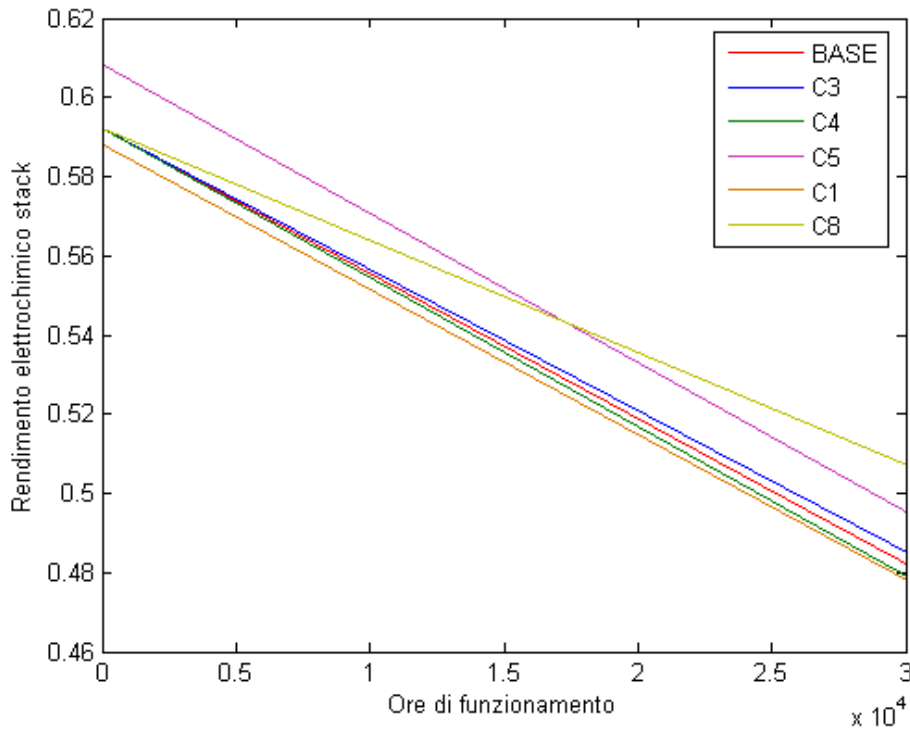
**Fig 3.12: Potenza elettrica netta relativa a sistemi C9 C10 C12. Alimentazione di metano costante nel tempo.**

Osservando la figura 3.12 sopra riportata si nota come la sostituzione della cella permetta un incremento della potenza generata rispetto al caso base; tale potenza non può raggiungere tuttavia gli stessi valori di un impianto nuovo poiché la nuova cella andrà ad operare a valle di uno Steam Reformer che ha subito una degradazione delle prestazioni e che invierà alla nuova cella un syngas di composizione diversa rispetto al caso di uno Steam Reformer nuovo.



**Fig 3.13: Rendimento elettrico relativo a sistemi C9 C10 C12. Portata di metano costante.**

Il rendimento elettrico risente sensibilmente delle sostituzioni durante la vita utile dell'impianto. Tali interventi permettono di perseguire un rendimento elettrico meno variabile nel tempo di funzionamento dell'impianto e mediamente più elevato. Nell'ottica però di una caratterizzazione del sistema dal punto di vista anche economico, la scelta di sostituire uno o entrambi i componenti principali del Sidera deve tassativamente essere accompagnata da un aumento considerevole della vita del sistema che in via approssimata si può determinare impostando come valori di potenza o rendimento limite quelli ottenibili da un sistema di tipo BASE al termine di 30.000 ore di funzionamento.



**Fig 3.14: Rendimento elettrochimico dello stack**

L'incremento dei fattori di utilizzo del combustibile nella cella (casi C11 e C12) permette una ottimizzazione nell'uso dell'idrogeno prodotto dal sistema, riducendo la frazione che viene inviata al bruciatore e sfruttandolo perciò in maniera più efficiente nello stack. A pari portata di syngas in ingresso alla cella, la potenza che si sviluppa aumenta al crescere di FU, ma questo comporta correnti maggiori e necessariamente un  $\eta_{FC}$  minore.

Le simulazioni C8, C11 e C12 riguardano modifiche a parametri relativi solo alla fuel cell: la composizione del syngas in ingresso allo stack è quindi in ogni istante identica a quella del caso base.

Interessante risulta invece  $\eta_{FC}$  del caso C3 (fig. 3.14), dove ad un incremento di degradazione dello Steam Reformer corrisponde un rendimento elettrochimico maggiore in quanto la minor concentrazione di  $H_2$  nel syngas permette di operare sulla retta di polarizzazione a tensioni superiori e correnti inferiori riducendo quindi le perdite ohmiche. La situazione opposta si presenta nella

---

curva di rendimento elettrochimico del caso C4 che presenta rispetto al caso base rendimenti inferiori a causa dei valori maggiori di corrente circolante nella fuel cell.

Il caso C8 invece rappresenta una fuel cell con una degradazione inferiore rispetto al caso BASE, che opera su un impianto con degradazione dello steam reformer pari a quella del sistema di riferimento; il rendimento elettrochimico risulta più elevato essendo tale stack soggetto ad una degradazione minore e di conseguenza la variazione del rendimento elettrochimico tra inizio e fine vita dell'impianto risulta meno accentuata.

Da notare è inoltre il fatto che sia il caso C3 che il caso C8 hanno subito una variazione del valore di degradazione pari al 20% rispetto al caso base, tuttavia la variazione imposta alla cella incide in maniera maggiore sul rendimento elettrochimico rispetto al caso C3 evidenziando come variazioni effettuate sullo stack influiscono in maniera maggiormente incisiva rispetto alle variazioni sul fuel processor.

### **3.1.1 Variazione della vita utile**

Dalle osservazioni svolte sopra si evince che la modifica di taluni parametri quali ad esempio i valori di degradazione dei diversi componenti consente, a pari vita utile, di ottenere due effetti:

- minore variabilità degli output dell'impianto lungo la vita
- prolungamento della vita utile

Nelle seguenti simulazioni non sono più imposte le ore di funzionamento dell'impianto, ma queste sono determinate dal programma di calcolo in funzione del soddisfacimento di una condizione imposta.

Si è scelto di porre il termine vita quando il sistema raggiunge lo stesso rendimento elettrico presentato dal caso BASE al termine di 30.000 ore di funzionamento pari quindi al 18,65%.

Il programma di calcolo confrontando il rendimento del sistema con quello di riferimento impostato ne determina il termine di funzionamento.

Nel caso di sostituzione dello stack di fuel cell e dello steam reformer il sistema si porta a lavorare in condizioni pressoché identiche ad un impianto nuovo in quanto nel metodo di calcolo non sono considerate altre degradazioni oltre a quelle della fuel cell e dello steam reformer. Per tenere conto di una inevitabile vetustà anche degli altri componenti viene imposto un limite massimo di funzionamento di tutto il sistema pari a 60.000 ore indipendentemente dal fatto

che il rendimento energetico in tale istante presenti ancora un valore superiore a quello di set.

Nella tabella 3.4 sono raccolti i dati relativi alle simulazioni che consentono il prolungamento della vita utile e nella tabella 3.6 si trovano invece le variazioni dei valori rispetto al funzionamento dell'impianto BASE.

**Tabella 3.4: Energia elettrica e termica prodotta. Il caso C10, rappresentato in corsivo identifica una situazione in cui l'impianto ha raggiunto il termine vita imposto dal numero di ore massimo, presentando però un valore di  $\eta_{el}$  superiore al valore imposto.**

SIMULAZIONI	VITA UTILE [h]	ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA [MWh]	ENERGIA TERMICA RECUPERATA PER COGENERAZIONE [MWh]	$\eta_{ex}$ A FINE VITA	LCOE [€ kWh <sup>-1</sup> ]
C1	33392	813,34	2222,2	0,2681	0,2092
C4	32792	778,09	2203,5	0,2681	0,2110
C5	31751	766,18	2123,9	0,2683	0,2129
C8	33768	801,28	2271,8	0,2683	0,2106
C9	52995	1234,5	3597,5	0,2690	0,2619
<i>C10</i>	<i>60000</i>	<i>1584,4</i>	<i>3880,5</i>	<i>0,3108</i>	<i>0,2621</i>
C11	33583	825,15	2229,0	0,2681	0,2073
C12	37256	950,3	2437,5	0,2680	0,1936

Il rendimento exergetico, dato il particolare impianto che recupera calore ad un livello termico basso è costituito per la gran parte dalla potenza elettrica, questo fa sì che l'imposizione come limite per la dismissione dell'impianto  $\eta_e$  equivale circa a imporre  $\eta_{ex}$  a patto di mantenere la portata di gas naturale costante in ingresso: ragionamento riscontrabile notando che i valori di  $\eta_{ex}$  a fine vita si attestano tutti intorno al 26,8%, salvo il caso C10 che ha raggiunto il termine vita di 60.000 ore con un valore di  $\eta_e$  superiore al valore limite imposto.

**Tabella 3.5: Variazioni percentuale di alcuni valori di output del sistema rispetto all'impianto base.**

SIMULAZIONI	INCREMENTO VITA UTILE	INCREMENTO ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA	INCREMENTO ENERGIA TERMICA	RIDUZIONE LCOE
C1	11,3%	14,27%	10%	6,4%
C4	9,3%	9,3%	9,2%	5,6%
C5	5,83%	7,65%	5,3%	4,7%
C8	12,56%	12,6%	12,6%	5,8%
C9	76,65%	73,45%	78,34%	-17,2%
C10	100%	123%	92,4%	-17,2%
C11	11,94%	15,93%	10,5%	7,2%
C12	24,2%	33,5%	20,8%	13,4%

Gli incrementi maggiori di produzione di energia elettrica si riscontrano nel caso C9 e C10, dove la sostituzione dei taluni componenti consente un il prolungamento della vita utile e permette di sfruttare interamente le prestazioni offerte da componentistica nuova installata. Analogamente la variazione di LCOE risulta maggiormente incisiva tenendo presente che i costi fissi determinati dall'investimento di sostituzione di un componente pesano maggiormente rispetto ai costi variabili (essenzialmente il costo del combustibile) relativi alla generazione del kWh elettrico.

I casi C9 e C10 presentano un valore di LCOE praticamente identico: un impianto di tipo C9 contempla solo la sostituzione dello stack; tale tecnica non consente di sfruttare in maniera completa la nuova cella in quanto essa viene applicata su un impianto che presenta una steam reformer già degradato. La potenza che quindi la nuova cella può erogare si presenta ad ogni sostituzione sempre inferiore a causa del minor contenuto di H<sub>2</sub> nel syngas. L'alto costo della sostituzione non viene quindi bilanciato da un congruo aumento di energia elettrica generata.

Le osservazioni discusse fino ad ora permettono di individuare quali possano essere gli interventi più significativi per ottenere un miglioramento delle prestazioni del sistema e nel contempo una riduzione dei costi di generazione del kilowattora elettrico tale da rendere competitivo il sistema. Si è notato come taluni parametri influiscano in maniera molto positiva dal punto di vista

prestazionale, ma nel contempo a causa di un ulteriore investimento incidano in maniera negativa sul LCOE.

La combinazione inoltre di differenti parametri che agiscono entrambi in maniera positiva sull'impianto migliorandone complessivamente l'efficienza permette, a pari potenza elettrica erogata dalla fuel cell, di ridurre la portata di metano in ingresso.

### **3.1.2 Modifica di parametri discordi**

Le osservazioni riguardo ai singoli parametri modificati nelle precedenti simulazioni hanno mostrato le influenze che ognuno di essi esercita sul sistema globale: non è però di immediata deduzione se la degradazione di un componente quale ad esempio lo steam reformer abbia un peso superiore o inferiore rispetto ad una modifica prestazionale che comporta la variazione di efficienza di conversione dello stesso. Al fine di comprendere in maniera maggiormente esaustiva le influenze combinate dei parametri, si è scelto di intervenire in maniera discorda su efficienza e degradazione di un medesimo componente. Sono state prese in considerazione analisi attribuendo variazioni incisive di segno opposto (penalizzando ad esempio la curva di efficienza se la degradazione viene ridotta) al fine di dettare una sorta di linea guida per la scelta di un componente. La domanda che ci si è posti è: componenti con efficienze nominali minori, ma con una degradazione inferiore nel tempo, offrono prestazioni medie migliori di componenti con degradazioni superiori ed efficienze maggiori?

Il parametro con cui i risultati sono confrontati a fine vita è il rendimento elettrico del sistema BASE al termine di 30.000 di funzionamento: tale decisione permette, come nei casi precedenti, confronti a pari prestazioni terminali dei diversi impianti.

Nella tabella 3.6 sono elencati i valori di energia elettrica prodotta e il relativo valore di LCOE determinati combinando i diversi casi. Le modifiche hanno riguardato variazioni dal 20 al 30 % rispetto alle condizioni nominali sia in positivo che in negativo.

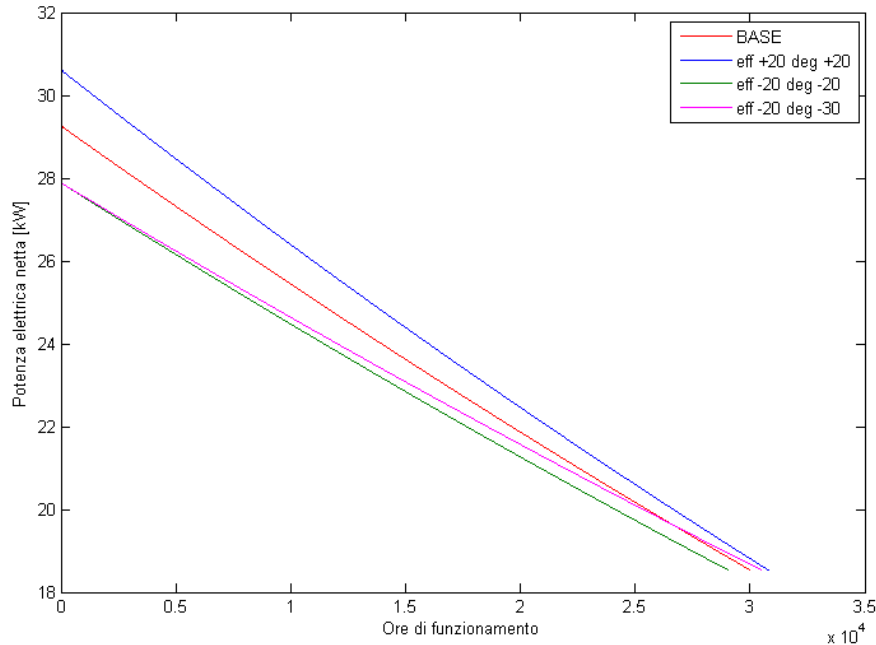


**Tabella 3.6: Vita utile, Energia elettrica prodotta e valore di LCOE per alcune simulazioni con combinazione di parametri discordi.**

CASO	VITA IMPIANTO [h]	ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA [MWh]	LCOE [€ kWh <sup>-1</sup> ]
BASE	30.000	711,75	0,2235
ε20deg20 <sup>1</sup>	30795	750,15	0,2163
ε-20deg-20	29044	670,31	0,2276
ε-20deg-30	30497	703,94	0,2248
M-20 dv-20	31878	743,2	0,2171
M20 dv 20	28564	689,34	0,2239
M-30 dv-20	30826	712,59	0,2233
λ 1.5 dv 20	30097	739,59	0,2184
λ 1.5 dv30	28588	702,59	0,2217
λ 1.4 dv 20	33346	850,7	0,2038
λ 1.4 dv 30	31653	806,64	0,2069
λ 1.4 M -20	35243	880,49	0,1995
λ 1.5 M -20	31671	763,6	0,2139
λ 1.5 M -30	30682	736,67	0,2198
λ 1.4 M -30	34198	845,39	0,2046

<sup>1</sup> ε: efficienza steam reformer  
deg: degradazione steam reformer  
M: retta di polarizzazione  
dv: degradazione stack

I numeri che seguono le lettere sopra indicate esprimono la variazione percentuale associata al parametro



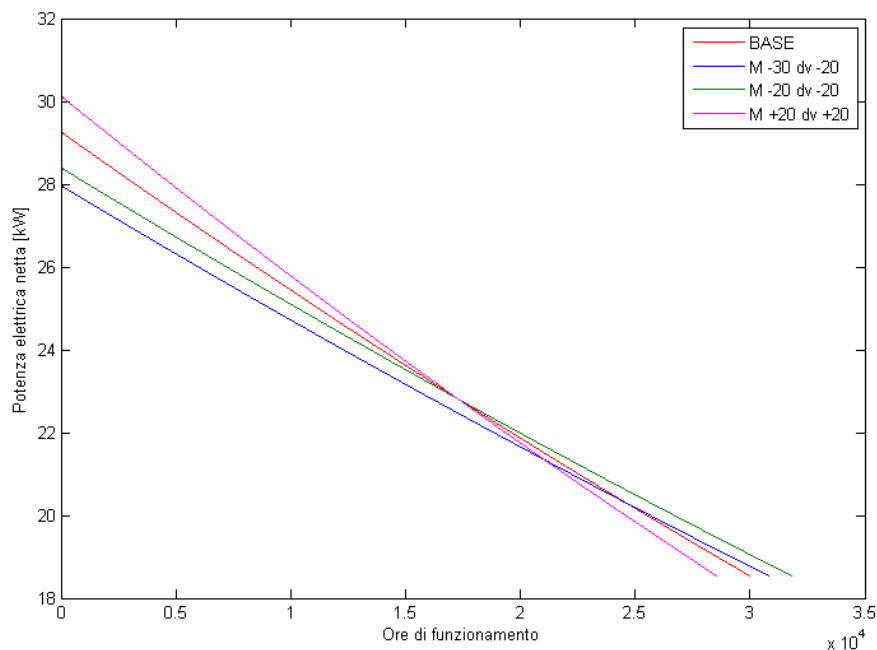
**Fig 3.15** Influenza esercitata sulla potenza elettrica da parametri discordi riguardanti lo steam reformer.

In figura 3.15 sono rappresentate simulazioni che riguardano solo modifiche allo steam reformer. Supponendo di accettare come limite per quanto riguarda il valore di LCOE e l'energia elettrica prodotta quello dell'impianto base, si nota che il compromesso tra una efficienza maggiore del 20% comparata ad una degradazione superiore del 20% permette ancora di ottenere risultati superiori al caso base. Volendo invece accettare un impianto che presenti efficienza nominale del reformer inferiore del 20% rispetto al caso base, occorre avere una degradazione che si presenti ridotta del 30% affinché si possano ottenere valori di energia elettrica almeno pari a quelli prodotti dal caso base.

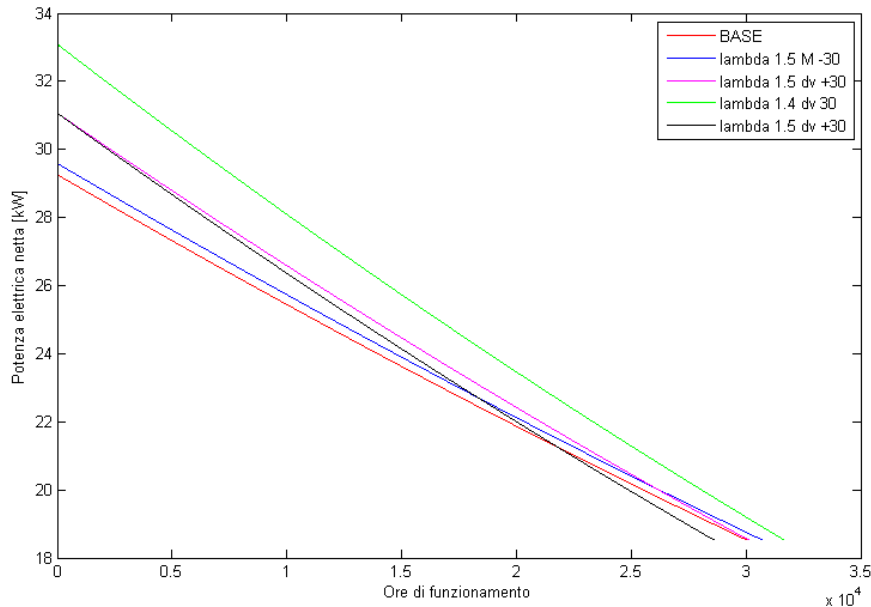
In figura 3.16 e 3.17 sono rappresentate simulazioni riguardanti modifiche al solo stack di celle. Come nel caso dello Steam Reformer, sono confrontati stack tali che se risultano favoriti rispetto al caso BASE sul parametro curva di polarizzazione sono sfavoriti sul piano della degradazione. Il caso rappresentato in verde nel grafico è riconducibile ad uno stack con pendenza della curva di polarizzazione peggiorata del 20% e una riduzione di degradazione della cella del 20%. Si nota che dopo circa 18.000 ore di funzionamento tale impianto

---

presenta una potenza elettrica erogata superiore alla situazione nominale. Integrando nel tempo la potenza si determina che l'energia prodotta dall'impianto contrassegnato in verde è maggiore del caso base, a pari condizioni di rendimento energetico terminale (tab. 3.6). Il caso speculare rispetto a quello evidenziato in verde è rappresentato in rosa: si nota che uno stack maggiormente performante, ma con degradazione maggiore risulta penalizzato in questo tipo di impianto dove il costo di investimento costituisce una frazione considerevole del costo di generazione del kilowattora, e la riduzione di degradazione anche se combinata ad una curva di polarizzazione meno performante di quella del caso base, permette di produrre più energia elettrica ad un costo inferiore.



**Fig 3.16 Influenza esercitata sulla potenza elettrica da parametri discordi riguardanti curva di polarizzazione e degradazione dello stack.**



**Fig 3.17 Influenza esercitata sulla potenza elettrica da parametri discordi riguardanti curva di polarizzazione  $\lambda$  e degradazione dello stack.**

I dati presentati in tabella 3.3 mostrano come un intervento effettuato solo sul parametro  $\lambda$  incida positivamente sia sulla produzione totale di energia elettrica che sul relativo valore di LCOE.

Dal grafico di figura 3.17 si evince che un impianto come il Sidera risulta avvantaggiato da Fuel cell che presentano valori di  $\lambda$  bassi o degradazioni inferiori al valore dell'impianto di riferimento. Migliorie alla curva di polarizzazione non influenzano significativamente un impianto di questo tipo se non è associata anche ad una minor degradazione. Per abbattere il valore di levelized cost occorre produrre molta energia elettrica per diluire in maniera significativa l'investimento iniziale.

Dalle considerazioni svolte fino a questo momento emerge che interventi effettuati su un singolo componente, ad esempio sul reformer, producono un miglioramento del sistema tangibile, ma non sufficiente all'ottenimento di un valore di LCOE concorrenziale con altre tecnologie. Le migliorie devono essere coordinate in un insieme di interventi mirati ad incrementare notevolmente la produzione elettrica dell'impianto e nel contempo aumentare il rendimento elettrico del sistema. L'incremento del fattore di utilizzo del combustibile

---

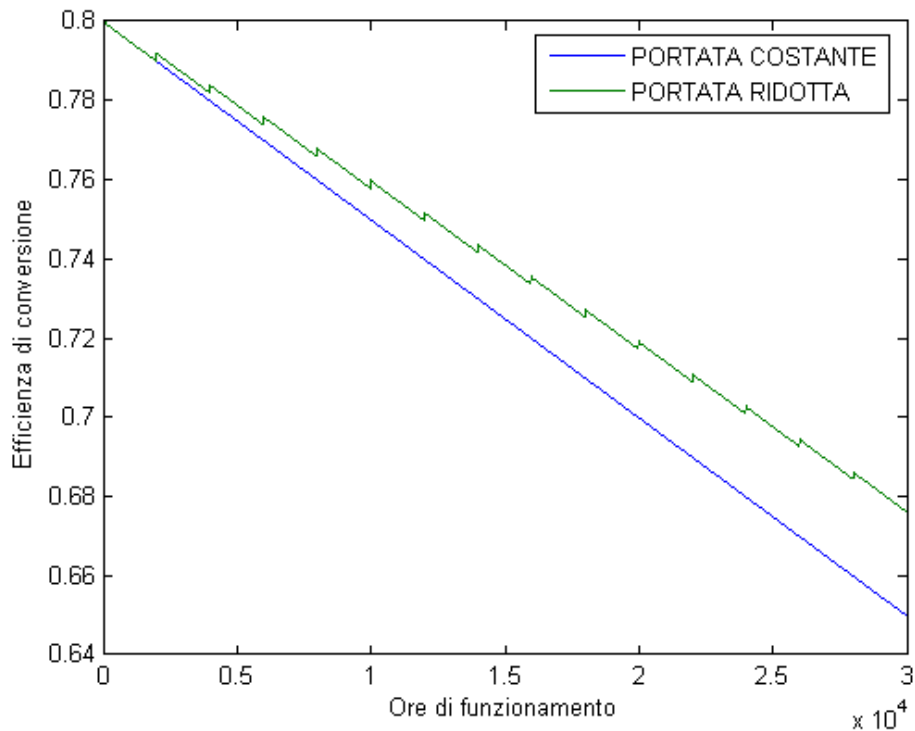
consente ad esempio un significativo aumento di produzione di energia elettrica, sfruttando maggiormente l'idrogeno per la produzione di energia elettrica e riducendone la frazione presente nel reflu. Con bassi fattori di utilizzo del combustibile il sistema si trova in uno stato di funzionamento in cui il reflu presenta una potenza termica superiore alle esigenze di sostentamento della reazione di reforming: accade che  $H_2$  prodotto da una reazione fortemente endotermica viene bruciato come un regolare combustibile recuperando il calore mediante il fluido di raffreddamento, inficiando lo scopo per cui è stato ottenuto ossia lo sfruttamento energetico in una cella dove il rendimento di conversione non dipende dal rendimento di Carnot.

### **3.2 Variazione della portata di metano in ingresso al fuel processor**

Dalle simulazioni a portata costante è emerso come sistemi che presentano un comportamento meno degradante nel tempo o valori di potenza elettrica erogata mediamente superiori rispetto al caso BASE influiscono in maniera più incisiva sul levelized cost.

Nel seguente set di simulazioni si vuole esaminare come la variazione nel tempo della portata di metano in ingresso al Sidera modifica le prestazioni e se può avere un senso attuare tale strategia di funzionamento per la gestione dell'impianto.

Operando una parzializzazione del sistema si osserva un miglioramento in termini di prestazioni del sistema, in particolar modo dello Steam Reformer: osservando la sua curva di efficienza in figura 3.2, si nota che per valori di portata inferiori al valore nominale, l'efficienza di conversione  $\varepsilon_{SR}$  aumenta a causa del maggior tempo di permanenza del gas all'interno del reattore rispetto alla portata nominale. Tale incremento consente di contrastare la degradazione che tale componente subisce nel tempo, operando come un fattore di riduzione della degradazione stessa. L'effetto è ben visibile in figura 3.18.



**Fig 3.18: Efficienza di conversione dello Steam Reformer con riduzione di portata dell'1% ogni 2000 ore.**

L'andamento a gradini dell'efficienza di conversione deriva dal piccolo incremento di efficienza ottenuto ad ogni riduzione di portata. Dopo 30.000 ore lo scarto tra le due simulazioni è di quasi il 5%.

La fuel cell, ad una riduzione di  $\text{CH}_4$  e in maniera minore di  $\text{H}_2$  nel syngas sposta il suo punto di funzionamento sulla curva di polarizzazione verso valori di corrente inferiori e quindi a tensioni più elevate con beneficio di  $\eta_{\text{FC}}$ .

L'aumento di efficienza nel reformer consente altresì di assistere ad una diminuzione di  $\text{H}_2$  nel syngas inferiore alla diminuzione della portata di  $\text{CH}_4$ . E' facile aspettarsi quindi una riduzione percentuale di potenza erogata inferiore alla variazione di portata. Lavorare a carichi parzializzati consente inoltre un miglioramento dal punto di vista del rendimento elettrochimico dello stack. La parzializzazione tuttavia porta una incisiva riduzione della potenza elettrica erogabile dallo stack e nello stesso tempo anche della potenza termica recuperabile rispetto a sistemi a portata costante.

Operare invece in una situazione di aumento di portata di CH<sub>4</sub> permette di contrastare la riduzione di potenza che in un impianto a portata costante è data dalla degradazione del sistema, ma nel contempo si peggiorano in maniera significativa i valori di efficienza e rendimento del sistema.

Si presentano ora alcune variazioni di portata in ingresso al Sidera al fine di valutare l'impatto esercitato sul sistema:

**Tabella 3.7 Prestazioni di un sistema BASE, con diversi intervalli di tempo di modifica della portata. Il termine vita imposto è il raggiungimento di un  $\eta_e$  pari a 18,65%**

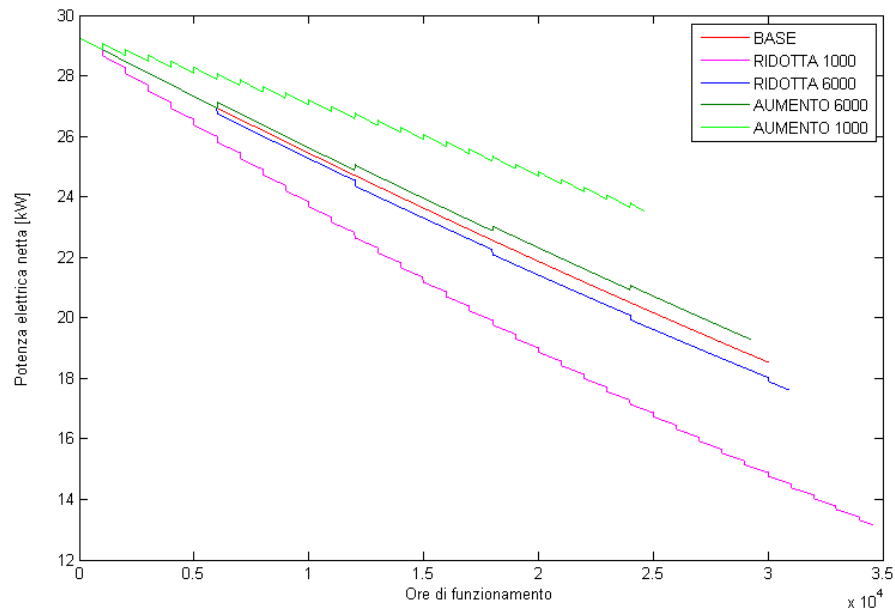
INTERVALLO ORARIO MODIFICA PORTATA	RIDUZIONE 1%			AUMENTO 1%		
	ORE	EE [MWh]	LCOE	ORE	EE [MWh]	LCOE
1000 h	34556	709,95	0,2233	24619	653,13	0,2237
2000 h	32572	721,83	0,2237	27332	687,72	0,2223
4000 h	31233	718,40	0,2231	28633	699,42	0,2208
6000 h	30890	718,61	0,2227	29239	706,02	0,2197
8000 h	30544	715,36	0,2232	29434	707,14	0,2197

La tabella 3.7 mostra che la modifica della portata di metano in ingresso al sistema presenta un minimo nel valore di LCOE per modifiche di portata dell'1% ogni 6000 ore. La riduzione appare lievemente più marcata nel caso di un aumento di portata rispetto ad una diminuzione. E' altresì evidente che maggiore è l'intervallo temporale di riduzione della portata, più i sistemi tendono ad avvicinarsi al caso base.

Da una veloce osservazione appare che sistemi che lavorano con aumenti di portata nel tempo sono sempre avvantaggiati in termini di LCOE rispetto a sistemi parzializzati, nonostante questi ultimi presentino una produzione elettrica maggiore. La spiegazione deriva dall'attribuzione dei costi di manutenzione al trascorrere delle ore annue di funzionamento.

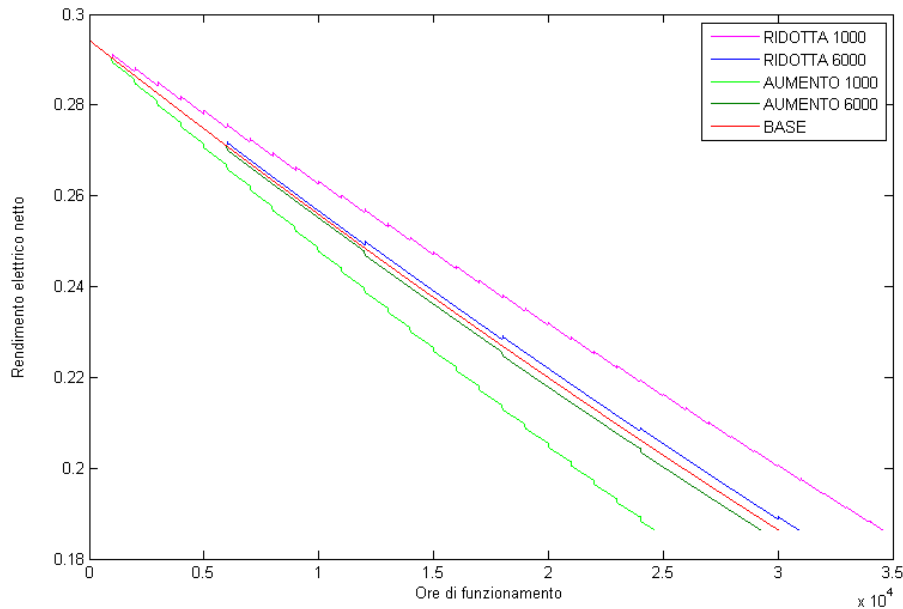
Le ore equivalenti di funzionamento sono poste pari a 3000 h anno<sup>-1</sup>, perciò sistemi con vita utile superiore a 30.000 presentano nel LCOE una quota ulteriore di costi di manutenzione che in impianti con vita di poco inferiore alle 30.000 ore non viene conteggiata.





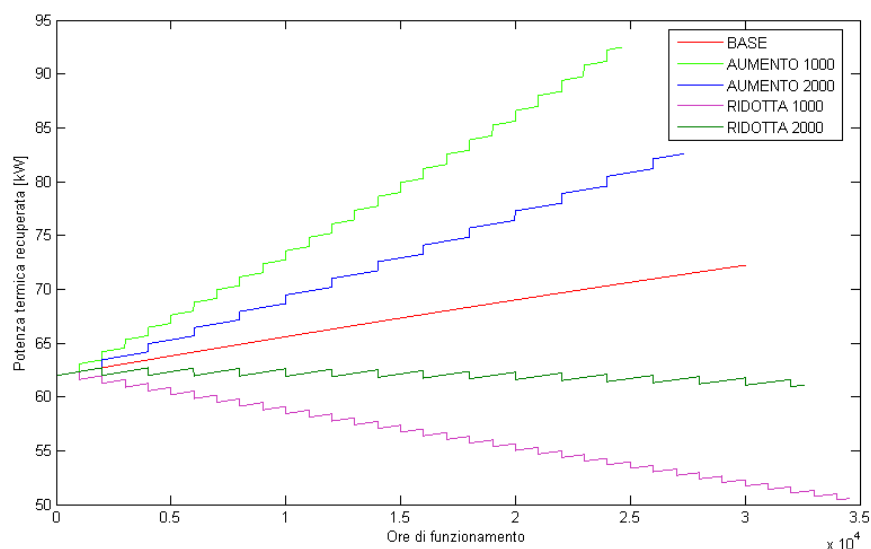
**Fig 3.19 Potenza elettrica netta per diverse strategie di variazione della portata di combustibile**

In figura 3.19 è ben visibile l'influenza che la variazione della portata di combustibile esercita sulla potenza elettrica erogata dallo stack. Come si nota, un aumento di portata ogni 1000 ore consente da una parte il mantenimento della potenza elettrica erogata dallo stack a valori prossimi al nominale, dall'altro invece, il minor rendimento elettrico (fig.3.20) ne riduce sensibilmente la vita utile incrementando inoltre in maniera considerevole la potenza termica recuperabile.



**Fig 3.20 Rendimento elettrico per diverse strategie di variazione della portata di combustibile.**

Vista la variabilità particolarmente ridotta dei valori di LCOE, una diversa strategia di funzionamento potrebbe essere quella di voler mantenere circa costante nel tempo la potenza termica cogenerata dall'impianto. Tale strategia ha un senso se si pensa che un impianto termico viene di norma dimensionato sulla potenza massima richiesta dall'utenza allacciata, mentre su valori di potenza nominale in caso di utenze di tipo industriale che richiedono quindi una potenza termica costante per il loro processo produttivo e non legata alle condizioni ambientali come potrebbe succedere nel caso della climatizzazione ambientale. Alla luce di queste considerazioni, ciò che si evince dall'osservazione della figura 3.23 è che per un sistema con riduzione di portata ogni 2000 ore, la potenza termica cogenerata si mantiene pressochè costante nel tempo rispetto a situazioni che prevedono una portata costante o incrementi di essa nel tempo.



**Fig 3.21 Potenza termica cogenerata per diverse strategie di variazione della portata di combustibile**

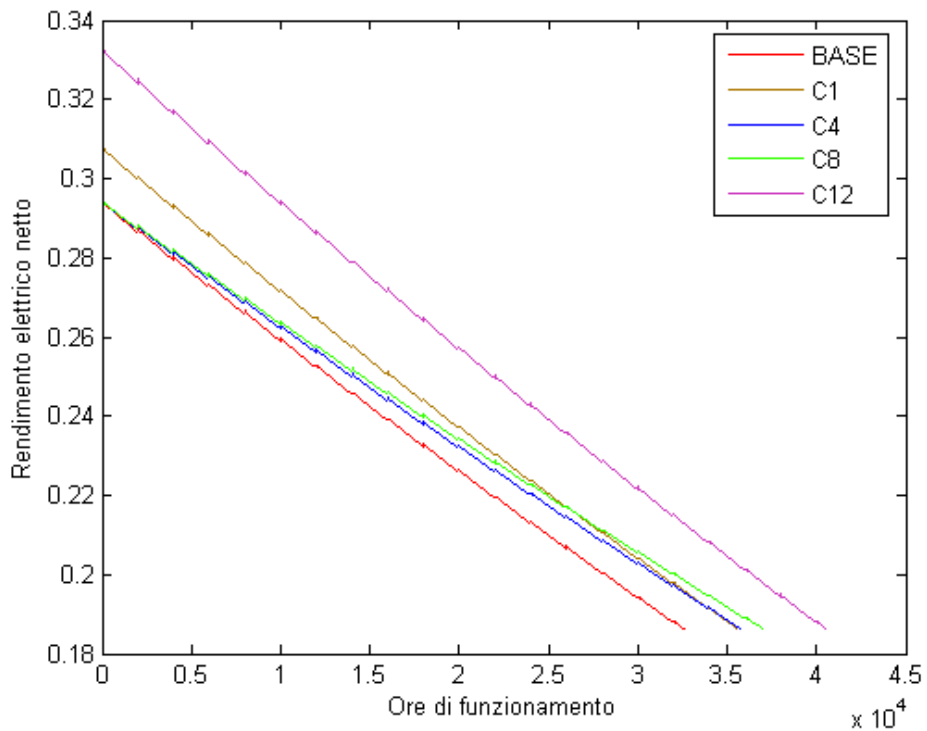
Osservando i casi che prevedono incrementi della portata, si evince che il suo aumento per il mantenere valori di potenza elettrica elevati provoca a termine vita dell'impianto incrementi di oltre 20 kW di potenza termica: non è detto che una tale variazione di potenza cogenerata possa sempre essere assorbita dall'utenza e di conseguenza presentare una remunerazione economica. E' facile dedurre quindi che una situazione non in grado di remunerare tutto il calore prodotto incide in maniera molto pesante sul valore di levelized cost.

Dal momento che la situazione maggiormente aderente alla realtà appare quella di un sistema che presenti una potenza cogenerata costante, da questo punto in poi si prosegue con l'analisi solo di un sistema con riduzione della portata ogni 2000 ore.

Come per il set di simulazioni a portata costante, sono proposti in tabella 3.8 i risultati prodotti dalla modifica di un singolo parametro riguardanti i casi che influiscono positivamente sugli output del sistema.

**Tabella 3.8 Valori di energia elettrica e termica prodotti per impianti parzializzati.**

SIMULAZIONI	VITA UTILE [h]	ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA [MWh]	ENERGIA TERMICA RECUPERATA PER COGENERAZIONE [MWh]	$\eta_{ex}$ A FINE VITA	LCOE [€ kWh <sup>-1</sup> ]
BASE	32572	721,83	2018,8	0,2655	0,2237
C1	35558	804,86	2163,2	0,2653	0,2130
C4	35724	786,98	2194,0	0,2652	0,2159
C5	34235	769,1	2101,4	0,2654	0,2188
C8	36985	812,18	2266,9	0,2653	0,2152
C11	36501	831,62	2208,9	0,2651	0,2123
C12	40534	951,93	2390,5	0,2647	0,1992



**Fig 3.22: Andamento del rendimento elettrico per alcuni impianti con portata ridotta**

---

Nell'ottica di far lavorare il Sidera 30 parzializzando la portata di CH<sub>4</sub> in ingresso, la soluzione meno penalizzante in termini sia di rendimento elettrico che di LCOE risulta essere l'adozione di uno stack di celle avente un valore di  $\lambda$  minore del valore nominale. Tale modalità operativa è indispensabile se associata alla parzializzazione del sistema in quanto risulta la meno compromettente in termini di riduzione della potenza elettrica erogata dallo stack e alla sua integrazione nel tempo ossia l'energia.

Poichè nel metodo LCOE l'insieme dei costi e dei ricavi di un impianto è pesato sull'energia elettrica prodotta, è facile intuire che una riduzione dei costi per il combustibile derivante dalla parzializzazione della portata in ingresso al fuel processor, se associata anche ad una pesante riduzione dell'energia elettrica prodotta non consente la riduzione significativa del valore di LCOE.

L'aumento del rendimento elettrico ottenibile nei casi che prevedono un valore di  $\lambda$  inferiore rispetto al valore nominale è chiaramente visibile in figura 3.22 osservando l'impianto C12. Tale intervento presenta valori di incremento molto marcati perchè legato a due fattori:

- L'aumento di efficienza dei componenti derivante dalla riduzione di portata di gas fa sì che la diminuzione della potenza elettrica generata è minore della diminuzione della potenza associata alla portata di metano in ingresso.
- Una riduzione di  $\lambda$  produce una potenza elettrica più alta a pari portata di gas metano entrante nel sistema.

### **3.2.1 Modifica di parametri discordi**

Prendendo in considerazione gli stessi set di modifiche incrociate utilizzati in precedenza è possibile intuire che in una situazione di parzializzazione, le variazioni di curva di polarizzazione o di efficienza di conversione incidono in maniera maggiore che nel set di simulazioni a portata costante. Se si considera ad esempio una riduzione percentuale della pendenza della curva di efficienza dello steam reformer del 20%, in una situazione parzializzata, tale variazione incide meno pesantemente a causa dell'incremento che tale efficienza subisce al ridursi della portata. Analogamente un incremento di efficienza del 20% a portata nominale corrisponde ad un valore lievemente superiore in caso di parzializzazione.

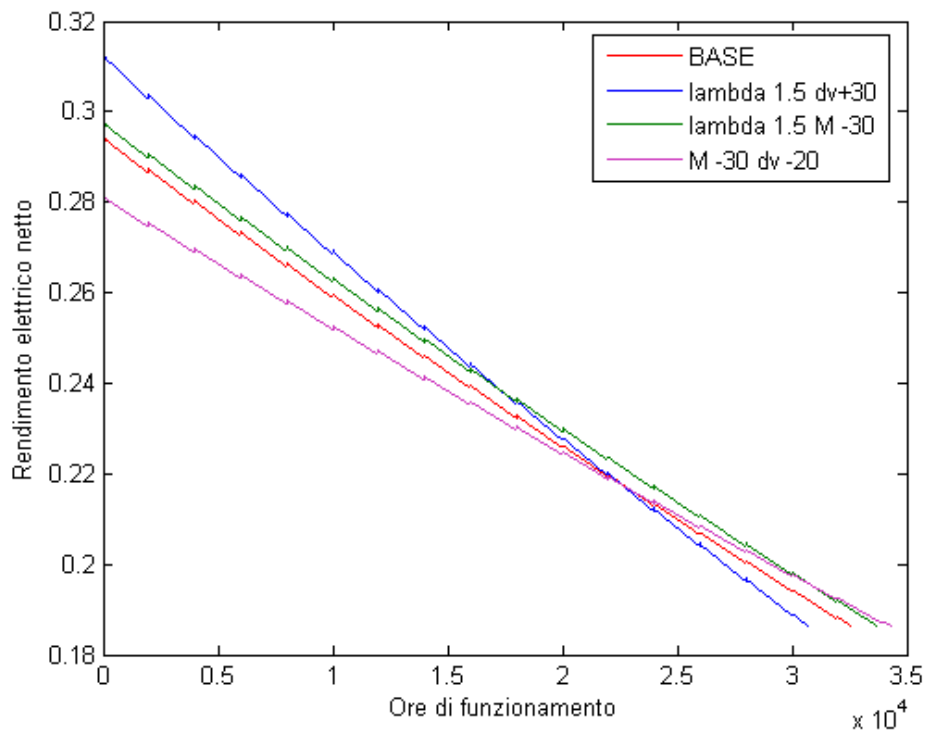
Tra i casi discordi relativi alla combinazione di parametri dello stack, si considerano ora solo i casi discriminanti, ossia quelli che permettono a portata costante di ottenere prestazioni sostanzialmente invariate rispetto al caso base, si

vuole verificare se in caso di funzionamento del sistema con portata variabile, essi si presentano ancora come condizioni discriminanti o meno. La scelta di analizzare solo i casi discriminanti consente di valutare quali possono essere gli scostamenti limite per le prestazioni di un componente affinché le prestazioni globali del sistema non peggiorino rispetto al caso BASE.

**Tabella 3.9 Parametri discordi discriminanti per impianto parzializzato.**

CASO	VITA IMPIANTO [h]	ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA [Mwh]	LCOE [€ kWh <sup>-1</sup> ]
BASE	32572	721,83	0,2237
$\lambda$ 1.5 M -30	33693	750,57	0,2228
$\lambda$ 1.5 dv +30	30695	708,27	0,2269
M -30 dv -20	34296	737,31	0,2250

Il confronto in termini di LCOE dei casi esposti in tabella 3.9 presentano insignificanti scostamenti rispetto al caso BASE sia a portata costante che ridotta, cosa che invece non si può dire in termini di energia elettrica prodotta. La variabilità sostanzialmente nulla dei valori di levelized cost ottenuti dipende dalla componente dei costi di manutenzione che interviene in numero maggiore per quegli impianti che presentano una vita utile più lunga.



**Fig 3.23 Andamento delle curve di rendimento elettrico per alcuni simulazioni a parametri discordi.**

Le analisi effettuate sino ad ora hanno permesso di evidenziare che una riduzione significativa di LCOE per un impianto come il Sidera 30 deve essere legata ad un incremento consistente della produzione elettrica. Si è visto come tale incremento può essere perseguito in primo luogo diminuendo le degradazioni del sistema e in secondo luogo agendo sul  $\lambda$  dello stack. E' emerso altresì come la degradazione dello stack incida maggiormente sul rendimento elettrico e sulla potenza elettrica erogata rispetto ad una analogia variazione attribuibile allo steam reformer.

Anche operando in un'ottica di aumento dei rendimenti del sistema, ottenibili mediante parzializzazione della portata di gas naturale in ingresso, si evince che la variazione ottenibile a livello di levelized cost mostra scostamenti pressochè insignificanti rispetto al caso base. Il funzionamento parzializzato però presenta un vantaggio non trascurabile legato al mantenimento circa costante della potenza termica cogenerata in caso di riduzione di portata ogni 2000 ore.

Sebbene una soluzione di questo genere possa apparire sfavorita rispetto alla soluzione a portata costante o addirittura ad incremento di portata, va considerato che nella realtà occorre che l'ipotesi di vendita totale del calore cogenerato sia sempre verificata; ciò rende in primo luogo difficile il dimensionamento dell'impianto dal lato termico e in secondo luogo maggiormente oneroso in quanto un'ampia escursione della potenza termica disponibile all'utenza durante tutta la vita dell'impianto implica che essa presenti necessariamente un sistema di integrazione termica al fine di sopperire al deficit prodotto dal Sidera. Supponendo infatti di dimensionare l'utenza sulla massima potenza termica fornita dall'impianto a fine vita, si ammette che tale utenza necessiti all'inizio del funzionamento del sistema di una caldaia di integrazione che verrà via via parzializzata. Analogamente il dimensionamento sulla potenza termica iniziale implica l'installazione di una caldaia ausiliaria che integri nel tempo la potenza termica che viene meno dal Sidera.

E' evidente che la riduzione dei consumi di metano incide positivamente sui costi variabili di ogni impianto analizzato, ma tale variazione sebbene associata ad incrementi di rendimento, non compensa la perdita che deriva dalla produzione inferiore sia di energia elettrica che termica.

In un impianto come il Sidera 30, con l'ipotesi di recuperare sempre tutto il refluo anodico mediante la combustione, l'incidenza del costo del combustibile si presenta bassa sul levelized cost: il recupero è infatti remunerato economicamente tramite la vendita del kilowattora termico.

Nell'ottica di vendita del calore recuperato, il programma di calcolo lega il prezzo di vendita del kilowattora termico al costo del gas naturale riducendo di fatto l'incidenza dell'aumento sul costo di quello elettrico.

Tutte le simulazioni effettuate hanno presentato comunque variazioni rispetto al valore di levelized cost del caso di riferimento sono sempre di pochi centesimi o addirittura millesimi di euro. Le variazioni di pochi punti percentuali rispetto al caso base sono dovute al costo di investimento dell'impianto elevato e legato ad ad una produzione elettrica che diminuisce nel tempo, non sufficiente alla diluizione di tale voce di costo in maniera efficace.

Sicuramente la combinazione di più parametri favorevoli che agiscono contemporaneamente (miglioramenti sia allo steam reformer che allo stack) può portare ad una riduzione ulteriore del valore di LCOE, ma affinché la riduzione di tale valore sia incisiva occorre intervenire su tre diversi fattori:

- Incidenza dei costi di operating and maintenance sull'energia elettrica prodotta: l'incremento delle ore di funzionamento annuo permette di



---

ridurre l'incidenza di tale voce di costo sul kilowattora elettrico prodotto. Il perseguimento di tale strada implica la necessità di riuscire a valorizzare economicamente l'energia termica prodotta dal sistema anche nei mesi estivi associandola a sistemi di raffrescamento attuabili ad esempio mediante utilizzo di ruote entalpiche.

- Vita utile dell'impianto: l'incremento della vita utile dell'impianto permette, come nel caso dei costi operativi e di manutenzione ordinaria del sistema, di ridurre l'incidenza che l'investimento ha sul costo del kWh elettrico prodotto.
- Riduzione dei consumi di gas  
Diminuire i consumi significa operare con un maggior rendimento medio del sistema valutato lungo tutta la vita dell'impianto.

Risulta altresì ovvio che una riduzione del costo iniziale di investimento agevolerebbe in maniera più che positiva il raggiungimento di un valore di LCOE competitivo per il Sidera 30.

## Capitolo 4

### Metodo Monte Carlo

Dopo aver esaminato nel capitolo precedente l'influenza che i singoli parametri giocano sulle prestazioni del sistema Sidera e le relative variazioni prodotte sull'LCOE, sono state analizzate alcune situazioni combinando parametri che influenzano in modo opposto il sistema. Si è riusciti a determinare quindi in maniera indicativa se, dovendo scegliere una soluzione di compromesso è possibile in ogni modo ottenere dei benefici sull'LCOE e sulle prestazioni o no. Si è notato ad esempio che è possibile penalizzare la curva di polarizzazione del 20% se a questa condizione segue una riduzione di degradazione dello stack del 30%. Le diverse variazioni imposte al sistema nelle simulazioni precedenti forniscono tuttavia solo una indicazione di massima sia in termini di prestazioni del sistema che di valore di levelized cost ottenibile.

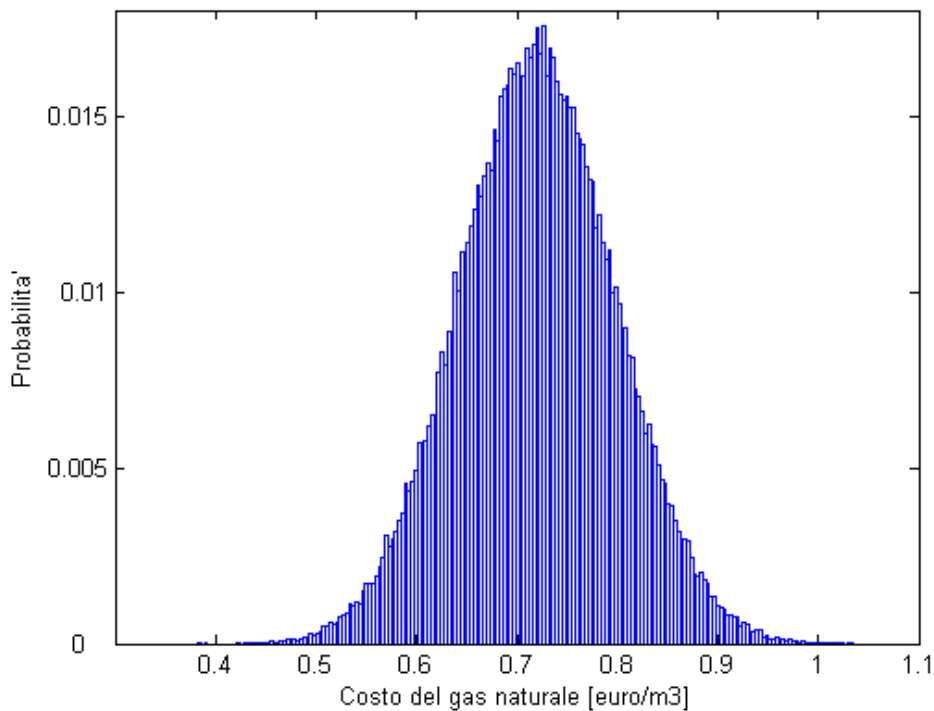
Poiché il lavoro effettuato si basa in gran parte su una stima di parametri, combinati a pochi dati ottenuti sperimentalmente per mezzo di prove sia presso il Politecnico di Milano che presso ICI caldaie spa, risulta evidente che ogni valore stimato presenta una incertezza che se non considerata porta a valori eccessivamente discordi da quelli realmente ottenibili: l'applicazione del metodo Monte Carlo, attribuendo un termine di incertezza ai parametri stimati permette di ottenere una distribuzione di quali possono essere i valori di energia elettrica prodotta e il valore di LCOE che tale soluzione comporta. Inoltre non avendo impostato una vita utile, ma consentendo al sistema di deciderla secondo il metodo di confronto del rendimento energetico applicato sopra, è possibile ottenere una distribuzione statistica di quale può essere indicativamente la vita utile attesa a seguito di tali interventi.

Al fine di dimostrare come possa incidere il numero di ore annue di funzionamento del sistema, nel presente capitolo, si è supposto di aumentare le ore annue di funzionamento del sistema portandole a 4000 ore.

Le variabili aleatorie utilizzate nell'applicazione del metodo sono considerate indipendenti tra loro e normalmente distribuite.

### 4.1 Influenza del costo del combustibile

Una prima analisi effettuata utilizzando una distribuzione statistica riguarda l'incidenza che il costo del gas presenta sul valore di LCOE. L'analisi è stata svolta sull'impianto BASE a portata costante, attribuendo al costo del gas naturale una distribuzione normale con media  $\mu=0.72$  €/m<sup>3</sup> e deviazione standard  $\sigma=0.108$  €/m<sup>3</sup>, che corrisponde ad una incertezza pari al 30% con intervallo di confidenza pari a  $2\sigma$ . La simulazione è stata svolta con 100.000 iterazioni.

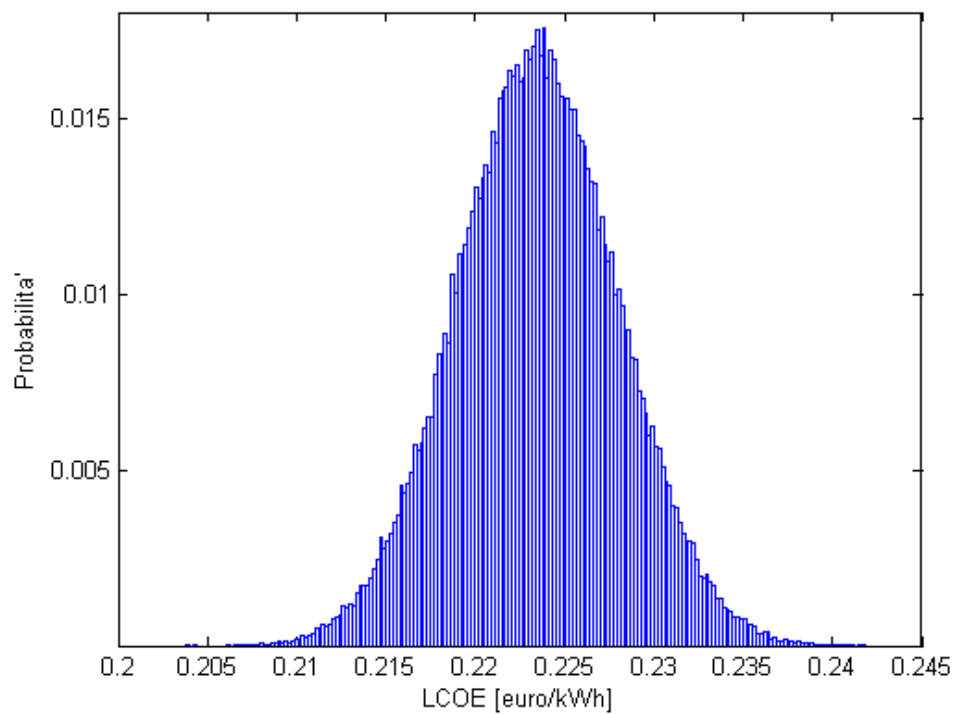


**Fig 4.1: Distribuzione normale costo gas naturale [ $\mu=0.72$ ,  $\sigma=0.108$ ]**

La distribuzione ottenuta, visibile in figura 4.2 presenta deviazione standard molto inferiore rispetto a quella del gas, indice della minor incertezza che il costo del gas esercita sull'LCOE grazie soprattutto al fatto che il calore cogenerato è considerato sempre totalmente remunerato da un punto di vista economico.

---

Sebbene l'analisi effettuata con costo di investimento pari a 1000, 2000 e 4000 €/kW installato presenta tre distribuzioni normali con la medesima deviazione standard, l'incidenza percentuale si presenta molto diversa per le tre diverse situazioni. I risultati sono presentati nella tabella 4.1.



**Fig 4.2: Distribuzione del valore di LCOE per impianto BASE e costo di investimento pari a 2000 €/kW [ $\mu=0,225$ ,  $\sigma=0,0045$ ]**

**Tabella 4.1: Incidenza dell'incertezza legata al costo del gas naturale per un sistema BASE a portata costante. Ore di funzionamento annuo pari a 4000.**

	LCOE <sub>2000</sub> [€ kWh <sup>-1</sup> ]	LCOE <sub>1000</sub> [€ kWh <sup>-1</sup> ]	LCOE <sub>4000</sub> [€ kWh <sup>-1</sup> ]
$\mu$	0,2025	0,1449	0,3179
mediana	0,2025	0,1449	0,3179
$\sigma$	0,0045	0,0045	0,0045
$\pm 2\sigma$ [%]	4,4	6,2	2,8

**Tabella 4.2: Incidenza dell'incertezza legata al costo del gas naturale per un sistema BASE a portata costante. Ore di funzionamento annuo pari a 3000.**

	LCOE <sub>2000</sub> [€ kWh <sup>-1</sup> ]	LCOE <sub>1000</sub> [€ kWh <sup>-1</sup> ]	LCOE <sub>4000</sub> [€ kWh <sup>-1</sup> ]
$\mu$	0,2235	0,1633	0,3438
mediana	0,2234	0,1633	0,3438
$\sigma$	0,0045	0,0045	0,0045
$\pm 2\sigma$ [%]	4	5,5	2,6

Impianti con un costo di investimento superiore presentano incertezze ridotte per quanto riguarda il costo del combustibile. Analogamente al ridursi del costo fisso di investimento, la frazione di costi variabili che incide sul levelized cost inizia a pesare maggiormente.

La tabella 4.2 presenta invece l'incertezza legata al costo del gas per il medesimo impianto con funzionamento a 3000 ore annue. Dal momento che i costi di manutenzione corrispondono ad una quota annua, essi rientrano nella categoria dei costi fissi del sistema. Il funzionamento ad un numero di ore inferiore aumenta l'incidenza di tali costi sul valore di LCOE del sistema e conseguentemente l'incertezza legata al costo del combustibile si riduce.

---

## 4.2 Influenza dell'incertezza dei componenti sul valore di LCOE

L'influenza esercitata dalla modifica arbitraria di un singolo parametro fisico del sistema è stata determinata nel capitolo 3. Analogamente è stato calcolato il valore atteso del costo di generazione per ogni caso in esame semplicemente applicando la formula del levelized cost ad un impianto che non presenta incertezze.

Prendendo ora in esame il caso BASE, che rispecchia in maniera maggiormente fedele lo stato attuale del Sidera, si vuole verificare come le incertezze che nella realtà sono associate ai componenti presi in esame nel capitolo precedente possono influenzare il valore di LCOE.

Per poter valutare l'impatto che l'incertezza associata ad ogni parametro esercita sugli output del sistema è stato necessario introdurre nella simulazione Monte Carlo un solo valore alla volta. Le dispersioni dei valori stimate per i parametri da analizzare sono riportati nella tabella sottostante. I valori sono considerati con intervallo di confidenza al 95%.

**Tabella 4.3: Valori di incertezza attribuiti ai parametri dell'impianto**

PARAMETRO	INCERTEZZA
$\epsilon_{SR}$ nominale	$\pm 5\%$
Degradazione Steam Reformer	$\pm 20\%$
Retta di polarizzazione	$\pm 5\%$
Degradazione stack di celle	$\pm 25\%$
$\lambda$	$\pm 5\%$

**Tabella 4.4 Influenza dell'incertezza di alcuni parametri fisici per un sistema BASE a portata costante. Numero di iterazioni: 5000.**

	VITA UTILE [h]	ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA [MWh]	LCOE <sub>2000</sub> [€ kWh <sup>-1</sup> ]	LCOE <sub>1000</sub> [€ kWh <sup>-1</sup> ]	LCOE <sub>4000</sub> [€ kWh <sup>-1</sup> ]
<b>ε<sub>SR</sub></b>					
μ	29987	734,26	0,2030	0,1451	0,3189
mediana	30007	731,77	0,2025	0,1448	0,3179
σ	1758	43,17	0,0078	0,0041	0,0154
±2σ [%]	11,7	11,7	7,7	5,7	9,7
<b>DEGRADAZIONE</b>					
μ	30059	726,16	0,2026	0,1449	0,3179
mediana	30029	725,34	0,2024	0,1448	0,3177
σ	1317	28,61	0,0049	0,0029	0,0093
±2σ [%]	8,8	7,8	4,85	4	5,9
<b>CURVA DI POLARIZZAZIONE</b>					
μ	29968	716,62	0,2028	0,1450	0,3185
mediana	29986	716,15	0,2026	0,1449	0,3181
σ	933,18	27,56	0,0052	0,0031	0,0094
±2σ [%]	6,2	7,7	5,1	4,3	5,9
<b>DEGRADAZIONE STACK DI CELLE</b>					
μ	30120	762,64	0,2027	0,1449	0,3182
mediana	29962	761,31	0,2027	0,1450	0,3182
σ	2241,4	46,7	0,0078	0,0042	0,0152
±2σ [%]	14,9	12,2	7,7	5,8	9,6
<b>λ</b>					
μ	30006	730,30	0,2029	0,1451	0,3187
mediana	29993	727,06	0,2026	0,1449	0,3180
σ	1659,6	43,61	0,0077	0,0041	0,0152
±2σ [%]	11	11,9	7,6	5,7	9,5

---

Dall'osservazione dei dati in tabella 4.4 appare che le ore di funzionamento e l'energia elettrica prodotta presentano la maggiore dispersione dei dati con un valore massimo associato all'incertezza della degradazione dello stack.

Come era stato evidenziato anche nel capitolo precedente, la degradazione della PEM è uno dei fattori principale di influenza della vita utile del sistema. La grande incertezza che appartiene a questo parametro si ripercuote ovviamente sull'operatività del sistema.

Il fattore che al contrario incide in maniera meno profonda nella dispersione dei valori di energia elettrica prodotta e di vita utile del sistema risulta essere la degradazione dello steam reformer.

Come la variabilità associata alle prestazioni di un componente incide sulle prestazioni globali diviene un utile strumento per i produttori della componentistica installata nel Sidera: suggerisce infatti dove è più importante minimizzare le incertezze per ottenere un sistema con prestazioni meno aleatorie.

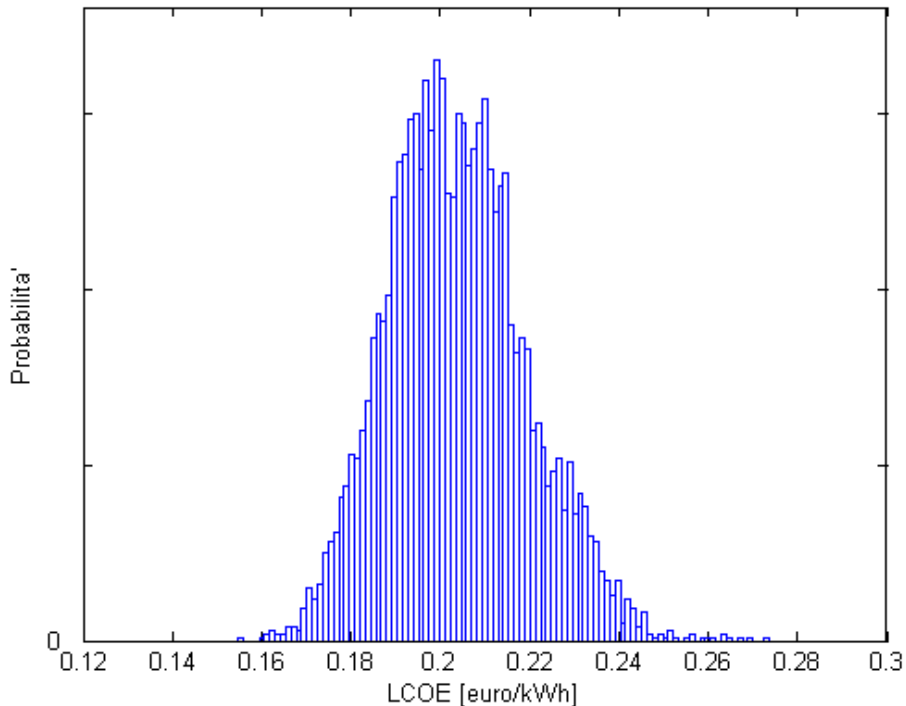
Passando invece in rassegna i risultati delle incertezze legate ai valori di LCOE si scopre una riduzione della dispersione rispetto ai valori che energia elettrica e vita utile presentano. Questo fenomeno è una conseguenza del fatto che l'impianto lavora in regime cogenerativo e in particolar modo sotto l'ipotesi di poter valorizzare economicamente tutta la potenza termica recuperabile. Tale condizione compensa da una parte la dispersione dei valori di energia elettrica prodotta e nel contempo l'incertezza legata del costo del combustibile, come mostrato nel paragrafo 4.1.

L'incidenza dei costi variabili (legati principalmente al combustibile) diventa sempre meno influente al crescere della quota di costi fissi dell'impianto (costituiti dal costo di investimento e dai costi di manutenzione) e questa condizione si ripercuote sull'incertezza associata ai valori di LCOE che cresce all'aumentare del costo di impianto.

Una analisi di sensitività a singolo punto come quella effettuata al capitolo 3, ha prodotto un valore di costo atteso che non si discosta dal valore medio di LCOE determinato da una simulazione Monte Carlo, tuttavia non ha fornito le altre informazioni associate alle differenti dispersioni che i singoli parametri esercitano sugli output globali dell'impianto.

Poichè in realtà tutte le incertezze associate ai componenti operano contemporaneamente in un impianto insieme anche a quella legata al costo del combustibile si riporta in figura la distribuzione del valore di LCOE ottenuta da una simulazione di 5000 iterazioni che combina tutte le aleatorietà degli input.





**Fig 4.3: Distribuzione del valore di LCOE per impianto BASE a portata costante [ $\mu=0,2037$   $\sigma=0,0155$ ] valori espressi in €/kWh**

Il valore di deviazione standard ottenuto dalla combinazione di tutti i parametri risulta significativamente più elevato rispetto a quello ottenuto nelle singole analisi di tabella 4.4. Prendendo come intervallo di confidenza  $2\sigma$ , si nota che il valore di LCOE varia tra 0,2347 e 0,1727 €/kWh. La variazione in termini percentuali si presenta superiore al 15%.

L'applicazione del metodo LCOE in maniera puntuale, senza la corretta considerazione del peso che le incertezze e le variabilità intrinseche del sistema esercitano non consente di apprezzare la dispersione che il valore presenta intorno alla media. In un impianto di questo genere, dove l'LCOE è sempre elevato o solo in pochi casi presenta valori al limite con il valore di riferimento del kilowattora elettrico, trascurare l'incertezza porta a scelte di investimento che in linea teorica possono presentarsi convenienti, ma a causa della dispersione non valutata si trasformano nella realtà in fallimentari.

Per verificare se in caso di parzializzazione del sistema le incertezze dei parametri incidono nello stesso modo sugli output è stata effettuata la medesima simulazione Monte Carlo sull'impianto BASE con riduzione della portata ogni 2000 ore. In tabella 4.5 sono riassunti i risultati ottenuti.

**Tabella 4.5: Influenza dell'incertezza di alcuni parametri fisici per un sistema BASE a portata ridotta. Numero di iterazioni pari a 5000.**

	VITA UTILE [h]	ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA [MWh]	LCOE <sub>2000</sub> [€ kWh <sup>-1</sup> ]	LCOE <sub>1000</sub> [€ kWh <sup>-1</sup> ]	LCOE <sub>4000</sub> [€ kWh <sup>-1</sup> ]
<b>ε<sub>SR</sub></b>					
μ	32481	738,5	0,2060	0,1484	0,3211
mediana	32564	737	0,2062	0,1484	0,3216
σ	1565	35,34	0,0059	0,0030	0,0120
±2σ [%]	9,6	9,6	5,7	4	7,5
<b>DEGRADAZIONE</b>					
μ	32597	742,30	0,2055	0,1482	0,3201
mediana	32564	740,77	0,2059	0,1482	0,3211
σ	1483,6	25,05	0,0040	0,0022	0,0080
±2σ [%]	9,1	6,7	3,9	3	5
<b>CURVA DI POLARIZZAZIONE</b>					
μ	32511	725,50	0,2060	0,1486	0,3208
mediana	32556	723,69	0,2063	0,1486	0,3217
σ	895	20,83	0,0033	0,0018	0,0068
±2σ [%]	5,5	5,7	3,2	2,4	4,2
<b>DEGRADAZIONE STACK DI CELLE</b>					
μ	32746	781,7	0,2055	0,1482	0,3201
mediana	32612	779,93	0,2057	0,1481	0,3210
σ	2650	43,11	0,0074	0,0039	0,0147
±2σ [%]	16	11	7,2	5,2	9,2
<b>λ</b>					
μ	32542	744,59	0,2058	0,1483	0,3207

## Capitolo 4

---

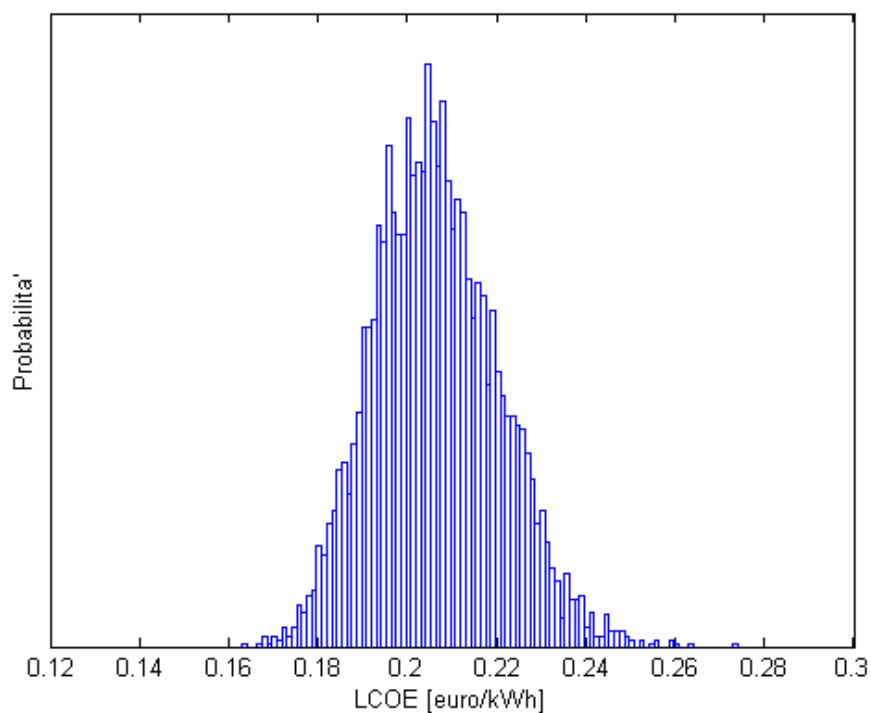
mediana	32564	741,79	0,2061	0,1484	0,3216
$\sigma$	1816,3	40,58	0,0070	0,0036	0,0141
$\pm 2\sigma$ [%]	11	10,9	6,8	4,9	8,8

L'osservazione dei dati inerenti all'impianto base con portata parzializzata presenta una generale riduzione delle incertezze sui valori di output, in particolar modo per quanto concerne i valori di LCOE.

Solo l'incertezza legata alla degradazione dello stack ha portato una maggiore aleatorietà della vita utile dell'impianto che non ha influito allo stesso modo sull'energia elettrica prodotta.

La riduzione dell'incertezza deriva, sia da un innalzamento del rendimento elettrico medio del sistema che da dalla potenza cogenerata, la quale si presenta poco variabile durante la vita utile del sistema.

Si riporta per completezza la distribuzione del valore di LCOE avendo combinato insieme le incertezze legate a tutti i parametri considerati.



**Fig 4.4 Distribuzione del valore di LCOE per impianto BASE a portata ridotta [ $\mu=0,2064$   $\sigma=0,0139$ ] valori espressi in €/kWh**

La distribuzione del levelized cost attorno al valore medio per un impianto a portata ridotta mostra un valore di deviazione standard inferiore al caso a portata costante. Si era già riscontrato questo comportamento nella analisi dell'influenza esercitata dalla variabilità dei singoli parametri esposta in tabella 4.5 confrontata con il medesimo impianto alimentato a portata costante. Prendendo come intervallo di confidenza  $2\sigma$ , si nota che il valore di LCOE varia tra 0,2342 e 0,1786 €/kWh. La variazione in termini percentuali si presenta inferiore al 13,5%.

Si presenta ora un'ultima simulazione relativa al caso discorde  $\lambda$  1.5 M-30 per verificare se la variazione di parametri influisce o meno sulla dispersione degli output.

**Tabella 4.6: Influenza dell'incertezza di alcuni parametri fisici per un sistema  $\lambda$  1.5 M-30 a portata ridotta. Numero di iterazioni pari a 5000.**

	VITA UTILE [h]	ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA [MWh]	LCOE <sub>2000</sub> [€ kWh <sup>-1</sup> ]	LCOE <sub>1000</sub> [€ kWh <sup>-1</sup> ]	LCOE <sub>4000</sub> [€ kWh <sup>-1</sup> ]
<b><math>\epsilon_{SR}</math></b>					
$\mu$	33774	768,41	0,2020	0,1467	0,3127
mediana	33761	764,95	0,2020	0,1469	0,3124
$\sigma$	1484,8	34,59	0,0055	0,0029	0,0108
$\pm 2\sigma$ [%]	8,8	9	5,4	4	6,9
<b>DEGRADAZIONE</b>					
$\mu$	33738	767,81	0,2021	0,1468	0,3128
mediana	33648	766,2	0,2025	0,1470	0,3133
$\sigma$	1491,3	25,58	0,0040	0,0022	0,0078
$\pm 2\sigma$ [%]	8,8	6,6	4	3	5
<b>CURVA DI POLARIZZAZIONE</b>					
$\mu$	33670	757,34	0,2025	0,1470	0,3134
mediana	33624	755,44	0,2027	0,1473	0,3136
$\sigma$	1002	26,03	0,0045	0,0026	0,0082
$\pm 2\sigma$ [%]	5,6	6,9	4,4	3,5	5,2
<b>DEGRADAZIONE STACK DI CELLE</b>					
$\mu$	33857	806,6	0,2021	0,1467	0,3129
mediana	33692	807,0	0,2024	0,1470	0,3130
$\sigma$	2810,6	46,63	0,0073	0,0038	0,0145
$\pm 2\sigma$ [%]	16,6	11,6	7,2	5,2	9,3
<b><math>\lambda</math></b>					
$\mu$	33672	768,41	0,2021	0,1467	0,3128
mediana	33696	765,47	0,2024	0,15	0,3130
$\sigma$	1609	37,66	0,0059	0,0031	0,0117
$\pm 2\sigma$ [%]	9,6	9,8	5,8	4,2	7,5

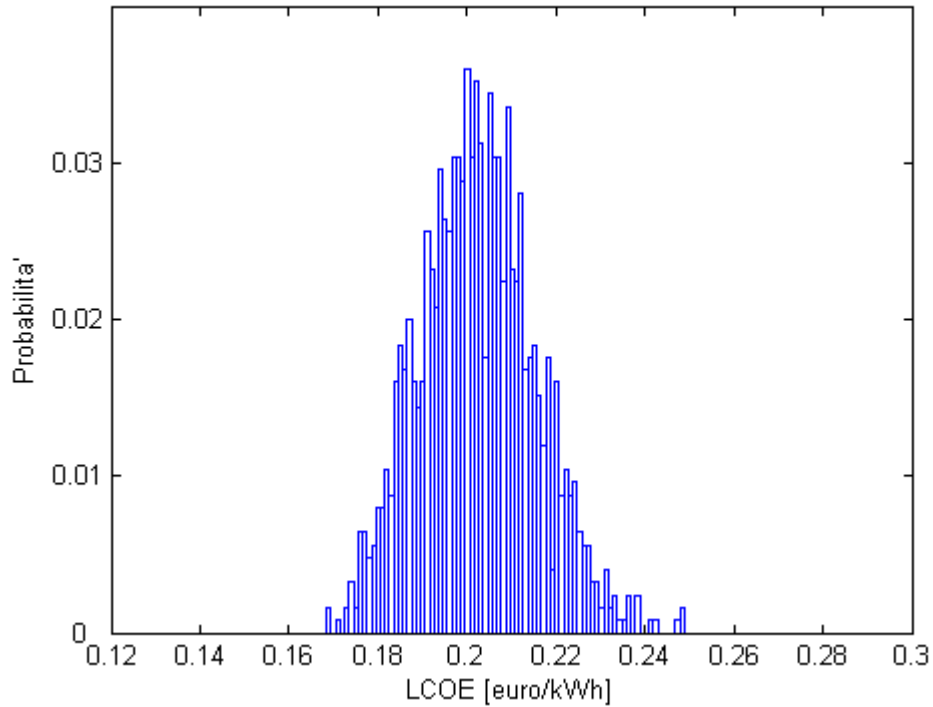
Le dispersioni ottenute da una simulazione Monte Carlo applicata all'impianto

---

parzializzato  $\lambda$  1.5 M-30 non produce scostamenti significativi rispetto alla situazione nominale a portata ridotta per quanto concerne l'influenza della degradazione sia dello stack che dello steam reformer; La modifica del parametro associato alla curva di polarizzazione della cella ha prodotto invece un incremento dell'incertezza legato all'energia prodotta nonostante non si riscontri il medesimo aumento in termini di dispersione associato alla vita utile. Essendo il valore di energia prodotta strettamente legato al valore di LCOE si osserva come la sua influenza in termini di incertezza si ripercuote incrementando di circa 1% tutti i termini di LCOE valutati.

Il comportamento opposto è invece presentato dal parametro  $\lambda$  che introduce una riduzione delle incertezze sugli output di sistema.

Osservando ad esempio la dispersione associata al valore di  $LCOE_{4000}$  si evince che l'incremento del valore  $\lambda$  rispetto al valore nominale, aumentando la produzione elettrica, consente una maggiore diluizione della componente di costi fissi nel valore di LCOE; in tal modo l'incertezza che come visto influenza in modo maggiore impianti che presentano alti costi di investimento, viene attenuata dall'aumento di produzione elettrica; lo stesso fenomeno accade in maniera opposta per quel che concerne l'aumento di dispersione associato alla curva di polarizzazione. E' emerso che applicare modifiche alle prestazioni nominali del sistema incide sulla dispersione dei valori di output. L'incidenza sugli output non è quantificabile a priori e necessita quindi di essere attentamente valutata in ogni combinazione.



**Fig 4.5 Distribuzione del valore di LCOE per impianto  $\lambda$  1.5 M-30 a portata ridotta [ $\mu=0,2023$   $\sigma=0,0129$ ] valori espressi in €/kWh. 5000 iterazioni.**

L'influenza esercitata contemporaneamente da tutte le incertezze del sistema è infine mostrata in figura 4.5. Il valore di intervallo  $2\sigma$  è pari al 12,8% e valutato rispetto al caso base parzializzato di figura 4.4 risulta inferiore di un punto percentuale. La riduzione di incertezza presentata dal valore  $\lambda$  influisce in maniera più consistente dell'aumento legato alla modifica della curva di polarizzazione e porta quindi ad un risultato globale meno disperso.

---

## Conclusioni

L'analisi effettuata ha portato alla luce quali parametri influenzano in maniera più incisiva il sistema e gli interventi che sono potenzialmente effettuabili al fine di un miglioramento generale dell'impianto. A causa della mancanza di dati sufficienti a stimare in modo attendibile il costo di generazione si è scelto di assumere alcune distribuzioni statistiche per i parametri più incerti in modo da determinare una distribuzione statistica del costo dell'energia elettrica prodotta. E' stato sviluppato un modello del Sidera che consente di riprodurre il funzionamento di tutti i principali componenti e le prestazioni dell'intero sistema. Il modello è stato validato con i risultati di indagini sperimentali condotte presso il costruttore dell'impianto e presso i laboratori del Politecnico di Milano. Il modello è stato validato su:

- composizioni del syngas in uscita dai reattori di reforming, water gas shift e PROX;
- potenza elettrica e potenza termica;
- temperature caratteristiche.

E' stata inoltre proposta ed implementata nel modello una modifica al sistema di recupero termico al fine di mantenere elevato il rendimento complessivo dell'impianto durante l'intera vita utile, nonostante la degradazione sia del reattore di reforming che dello stack di celle a combustibile.

Sono state prese in considerazione tre diverse strategie di funzionamento: portata di gas metano costante, portata ridotta e aumentata a intervalli regolari nel tempo.

La strategia considerata migliore, è risultata quella con funzionamento parzializzato ogni 2000 ore. E' emerso infatti che tale situazione, nonostante produca effetti ininfluenti sul valore di LCOE, permette di ottenere un potenza termica poco variabile durante la vita del sistema, rendendone quindi il funzionamento maggiormente compatibile con una reale applicazione e permettendo l'effettiva remunerazione economica dell'energia termica prodotta.

Le analisi di sensitività hanno permesso di individuare le modifiche attuabili allo stack di celle che consentono una riduzione del costo dell'energia elettrica prodotta. In particolare è emerso che una riduzione della degradazione dello stack maggiore del 20% comporta un beneficio malgrado una penalizzazione della potenza iniziale erogata dallo stack pari al 5%. Analogamente riducendo il

---



---

valore dell'eccesso di combustibile da 1,6 a 1,5 permette di accettare una riduzione della potenza iniziale del 5% senza penalizzare il sistema.

Le simulazioni effettuate con il metodo Monte Carlo hanno evidenziato che l'incidenza del costo del combustibile è maggiore al ridursi del costo di investimento dell'impianto. Tale costo tuttavia incide in maniera relativa, in quanto parte dei costi sostenuti per il funzionamento dell'impianto sono compensati dalla vendita del calore prodotto.

Analizzando le influenze delle incertezze legate ai singoli parametri è emerso che la varianza associata alla degradazione dello stack e al fattore di utilizzo del combustibile influiscono maggiormente sulla dispersione del costo dell'energia elettrica prodotta, in quanto sono i parametri che maggiormente influenzano sia la quantità complessiva dell'energia elettrica prodotta dal sistema che la vita utile.

La simulazione effettuata sull'impianto parzializzato ha permesso di evidenziare che tale strategia operativa consente di ridurre l'incertezza associata al costo dell'energia elettrica prodotta: il miglior rendimento complessivo dell'impianto permette di compensare l'influenza che le varianze associate ai componenti più critici esercitano sul sistema.

Poter prolungare le ore annue di funzionamento consente una riduzione sul valore di LCOE della componente di costo relativo alla manutenzione: tale intervento non presenta problemi dal punto di vista elettrico in quanto le richieste di energia elettrica sono presenti durante tutto l'anno. I problemi si riscontrano dal punto di vista termico in quanto la componente di ricavi derivanti dalla vendita del calore recuperato incide considerevolmente sui costi di generazione. Un prolungamento di funzionamento del sistema anche nei mesi in cui non è presente generalmente una richiesta di calore è subordinata ad avere una utenza allacciata che invece necessita di potenza termica anche nei mesi estivi.

Il sistema potrebbe presentarsi economicamente vantaggioso se la sua installazione è valutata per il soddisfacimento di un edificio civile o industriale dal punto di vista sia elettrico che termico. In tal caso, il livello di LCOE deve presentarsi inferiore o al limite pari al prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica.

Facendo riferimento a quanto presente nel comunicato del primo trimestre 2012 emanato dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, il prezzo di riferimento di un kilowattora elettrico si attesta su 17,305 centesimi di euro. I valori di LCOE determinati con costo di investimento pari a 2000 €/kW si presentano ancora superiori a tale soglia (circa 0,20 €/kWh  $\pm$  13%), mentre un costo di investimento pari a 1000 €/kW può risultare competitivo con le tecnologie tradizionali (circa

---

---

0,15 €/kWh  $\pm$ 11%). Visto il trend crescente del prezzo dell'energia elettrica soprattutto in Italia, dovuto non solo ad un aumento del prezzo dei combustibili fossili, ma anche al costo degli incentivi per le fonti rinnovabili, non è da escludere che in un prossimo futuro tali sistemi possa divenire realmente competitivo.

---

---

## **Bibliografia**

- [1] Seth B. Darling, Fengqi You, Thomas Veselka, Alfonso Velosa, Assumption and the levelized cost of energy for photovoltaics, 6th January 2011. doi: 10.1039/c0ee00698j.
- [2] A. Casalegno, S. De Antonellis, L. Colombo, F. Rinaldi, Design of an innovative enthalpy wheel based humidification system for polymer electrolyte fuel cell, 5th January 2011. doi: 10.1016/j.ijhydene.2011.01.012
- [3] International Energy Agency, Projected cost of generating electricity, 2010 edition.
- [4] Walter Short, Daniel J. Packey, Thomas Holt, A manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies, NREL March 1995.
- [5] [http://www.autorita.energia.it/it/consumatori/consumatori\\_ele.htm](http://www.autorita.energia.it/it/consumatori/consumatori_ele.htm)
-