

PROGETTO PLURIENNALE DI RICERCA

(Settembre 2003 – Novembre 2005)

UTILiS

La produzione di energia elettrica e di idrogeno da fonte solare ed eolica: Utilizzo della Tecnologia dell'Idrogeno Liquido e dei Superconduttori per l'uso efficiente dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili

RELAZIONE FINALE

del sottoprogramma RESIST

Renewable Energy Sources Integration in electrical network with Superconducting Technologies

F. Negrini, M. Fabbri, A. Morandi, P.L. Ribani, L. Trevisani

Abstract – Fra gli scenari energetici a lungo termine individuati dai più qualificati organismi internazionali (IAEA, IEA, US-DOE, WBC, etc.) allo scopo di avviare la transizione energetica per uno sviluppo sostenibile, si ritiene che lo sfruttamento delle aree desertiche per la produzione di energia rinnovabile su vasta scala sia un'opzione da prendere seriamente in considerazione. Si calcola che se solo il 4% di queste aree fosse destinato all'installazione di impianti solari, la produzione annuale di energia sarebbe equivalente ai consumi mondiali totali di energia primaria. D'altra parte, la variabilità della potenza prodotta da fonti rinnovabili può generare fenomeni di instabilità nella rete e ridurre la qualità della energia elettrica erogata. La soluzione proposta ricorre all'idrogeno liquido (LH₂) come mezzo di accumulo dell'energia, ed al trasporto combinato di energia elettrica ed idrogeno con linea superconduttiva in MgB₂. L'utilizzo dell'LH₂ per raffreddare la linea superconduttiva consente di trasportare in modo flessibile energia elettrica e chimica, e si mostra energeticamente conveniente rispetto alle soluzioni convenzionali confrontabili. L'utilizzo della linea superconduttiva permette il raggiungimento di potenze elettriche multi-GW con un singolo impianto.

Nella fase iniziale dell'attività connessa al programma di ricerca si è identificato il problema oggetto della ricerca; in particolare sono stati definiti gli obiettivi, i vincoli, le specifiche e le variabili di progetto, che si sono ritenuti più adatti per la progettazione del cavo superconduttivo per la linea di trasmissione in corrente continua e lo studio del sistema. La seconda fase della ricerca ha permesso di definire le specifiche di progetto, ed i metodi di analisi e di sintesi più idonei allo studio del sistema proposto in condizioni di funzionamento nominale. I risultati ottenuti consentono di valutare la fattibilità progettuale del cavo superconduttivo per la linea di trasmissione in corrente continua e la funzionalità del sistema proposto, in condizioni di funzionamento nominale e di guasto, in vari scenari di applicazione.

INDICE

1. OBIETTIVO DEL PROGETTO	p. 1.4
DESCRIZIONE DEL SOTTOPROGRAMMA RESIST	p. 1.5
LA FILOSOFIA DI PROGETTO E LA CONDIZIONE DI FATTIBILITÀ	p. 1.6
CONFRONTO CON LE TECNOLOGIE CONVENZIONALI	p. 1.10
2. IL SISTEMA DI CONNESSIONE E LA SUA MODELLAZIONE ELETTRICA.....	p. 2.1
IL SISTEMA DI CONNESSIONE	p. 2.1
SIMULAZIONE ELETTRICA DEL SISTEMA DI CONNESSIONE	p. 2.9
STABILITÀ NELL'INTERAZIONE CON LA RETE	p. 2.24
CARATTERIZZAZIONE DELLA FUEL-CELL	p. 2.38
3. DIMENSIONAMENTO DELLA SEZIONE SUPERCONDUTTIVA	p. 3.1
GEOMETRIA DEL CAVO.....	p. 3.1
STIMA DELLE PERDITE IN CONDIZIONI DI FUNZIONAMENTO NOMINALE	p. 3.6
4. REFRIGERAZIONE DELLA LINEA	p. 4.1
PROPRIETÀ DEL PARA-IDROGENO LIQUIDO	p. 4.1
PROGETTO DELLA LINEA CON SEZIONE ANULARE E TUBO CORRUGATO FLESSIBILE	p. 4.4
VERIFICA DEL DIMENSIONAMENTO DEL CIRCUITO DI RAFFREDDAMENTO	p. 4.12
PROGETTO DEL SISTEMA DI RICIRCOLO DELL'IDROGENO LIQUIDO.....	p. 4.15
DIMENSIONAMENTO DELL'ISOLAMENTO TERMICO.....	p. 4.16
CALCOLO DELLE PERDITE DI IDROGENO PER PERMEAZIONE.....	p. 4.18
RECUPERO ENERGETICO DALL'IDROGENO LIQUIDO	p. 4.21
5. STUDIO DEL SISTEMA DI DIAGNOSTICA E PROTEZIONE	p. 5.1
IL SISTEMA DI PROTEZIONE	p. 5.1
ANALISI DEL GUASTO SULLA LINEA	p. 5.3
6. SCENARI APPLICATIVI	p. 6.1
DC LINK ATTRAVERSO LO STRETTO DI GIBILTERRA	p. 6.3
LINEA DI TRASMISSIONE DALLA DIGA DELLE TRE GOLE	p. 6.9
ENERGIA SOLARE DAL DESERTO.....	p. 6.12
7. CONCLUSIONI	p. 7.1

1. OBIETTIVO DEL PROGETTO

L'attività di ricerca è focalizzata sulla connessione delle fonti di energia rinnovabile al "sistema energetico" nazionale tramite la produzione di energia elettrica, da erogare alla rete elettrica in corrente alternata, e l'immagazzinamento di energia chimica tramite idrogeno. L'obiettivo pertanto è l'utilizzo della maggior quantità possibile delle risorse energetiche rinnovabili, sfruttando le sinergie ottenibili dal contemporaneo utilizzo di due distinti vettori energetici.

Pur non producendo inquinanti, le fonti rinnovabili, e tra esse soprattutto l'eolico e il solare, sono disponibili in modo intermittente, e ciò ne riduce il cosiddetto "credito di potenza" (esse, infatti, possono ridurre i consumi di combustibile nelle centrali convenzionali, ma non sostituire completamente una pari potenza convenzionale). Un altro serio limite è costituito dalla bassa densità per unità di superficie impegnata: tale caratteristica comporta la necessità di impegnare rilevanti estensioni di territorio per la produzione di quantità significative di energia, tanto che essa costituisce un serio limite al potenziale utilizzabile. Nel complesso, tuttavia, un più esteso ricorso alle fonti rinnovabili viene unanimemente indicato come obiettivo prioritario nelle politiche energetiche e ambientali elaborate a livello internazionale, comunitario e nazionale.

L'idrogeno risulta essere un vettore energetico molto promettente in termini di efficienza di utilizzo e di riduzione dell'impatto ambientale che può quindi rappresentare un componente chiave per un sistema energetico sostenibile. Come vettore energetico e combustibile, la sua futura integrazione nell'economia energetica è in grado di contribuire a rendere le energie da fonti rinnovabili percorribili e pratiche. In particolare, come mezzo di accumulo, esso può contribuire a promuovere l'uso delle fonti rinnovabili e ad abbassare il costo dell'elettricità di picco. Inoltre, la crescente domanda di elettricità in siti non connessi alla rete, fornisce una ulteriore opportunità per l'idrogeno come mezzo di accumulo di energia. Importanti risorse sono attualmente impegnate da tutti i paesi europei e non (oltre 4000 Milioni di Euro nei prossimi 5 anni [Proc. IEA Workshop "Toward Hydrogen", Parigi, Marzo 2003]) ed unanimemente si ritiene di potere avere un ritorno economico entro 10 – 15 anni.

Il sistema oggetto di studio è rappresentato schematicamente in figura 1.1 ed è costituito principalmente da:

1. una o più fonti di energia rinnovabile (tipicamente eolica e/o fotovoltaica) in installazioni remote,
2. un sistema di accumulo della energia realizzato mediante produzione e stoccaggio di idrogeno (in forma gassosa e liquida) e fuel cell, per compensare le fluttuazioni delle sorgenti di energia rinnovabile,
3. una linea di trasmissione in corrente continua, realizzata con materiale superconduttore (MgB_2) avente una temperatura di transizione superiore a quella dell'idrogeno liquido, utilizzato per raffreddarlo,
4. un sistema di accumulo della energia realizzato mediante avvolgimenti superconduttori (SMES) per compensare le oscillazioni rapide di corrente dovute a chopper ed inverter,
5. un inverter per l'interfacciamento della linea in corrente continua con la rete in corrente alternata.

Per ciascuno dei componenti fondamentali (produzione/stoccaggio/utilizzo di idrogeno, linea di trasmissione in corrente continua, SMES, inverter di interfaccia con la rete di distribuzione) il progetto si propone di sviluppare i modelli teorici ed i codici di calcolo per il progetto e l'analisi. Il progetto si propone inoltre di simulare, mediante codici già esistenti e/o sviluppati durante il progetto stesso, il comportamento di tutto il sistema, al fine di ottimizzarne le prestazioni (massima energia

1.2 La Filosofia di Progetto e la Condizione di Fattibilità

Con riferimento alla filosofia di progetto della linea si sono evidenziate due ipotesi guida:

- 1- *Linea SC con stazioni periodiche di pompaggio, refrigerazione e ricondensazione dei vapori di idrogeno* (lo scenario di riferimento è una linea interrata di lunghezza di riferimento **10 km**, in cui l'intero percorso del cavo sia accessibile e sia possibile una manutenzione periodica dello stesso. In tal caso l'obiettivo è la massimizzazione del trasferimento di energia dal sito di produzione al sito di utilizzo.)
- 2- *Linea SC "pipe-line"* (lo scenario di riferimento è una linea subacquea che colleghi il sito di produzione off-shore al sito di utilizzo, in cui l'intero percorso del cavo sia inaccessibile e non sia possibile la manutenzione. In tal caso l'obiettivo è la massimizzazione della lunghezza della linea.)

Inoltre, per entrambi gli scenari si pone il problema del confronto delle prestazioni della Linea Criogenica Superconduttiva con 1) una linea DC convenzionale "stabilizzata" (cioè con generazione di idrogeno gassoso, accumulo e generazione di energia elettrica per compensare le fluttuazioni dei generatori eolici/fotovoltaici); 2) una linea di trasporto di GH2. Il confronto sarà effettuato a parità di potenza elettrica erogata alla rete e di portata finale di LH2 (supponendo perciò che l'utenza lo richieda in tale forma).

La figura 1.2 illustra i flussi energetici all'interno del sistema. Il primo passo del progetto consiste nella definizione della condizione di fattibilità del sistema per ottenere la quale è necessario effettuare i bilanci di potenza sui componenti. Con riferimento alla figura 1.2 e considerando le potenze medie giornaliere, si possono scrivere le seguenti relazioni:

- Espressione della potenza elettrica fornita dal generatore a idrogeno (P_s):

$$P_s = \epsilon_s m''_{LH2} \quad \Rightarrow \quad m''_{LH2} = \frac{P_s}{\epsilon_s} \quad (1.1)$$

dove: ϵ_s è la potenza elettrica prodotta dal generatore a idrogeno per kg di idrogeno liquido e m''_{LH2} è la portata di idrogeno liquido che viene inviata al generatore a idrogeno.

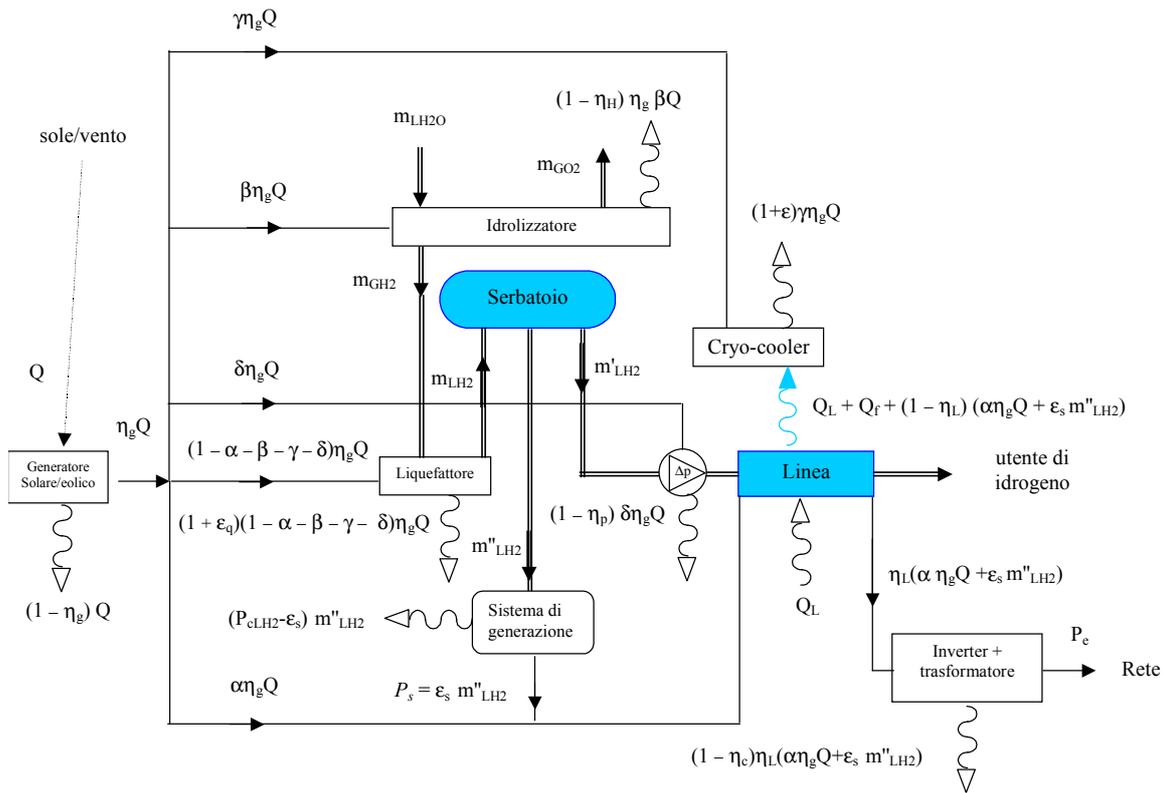


Figura 1.2 – Flussi di potenza all'interno del sistema

- Espressione della potenza elettrica erogata alla rete (P_e):

$$P_e = \eta_c \eta_L (\alpha \eta_g Q + \varepsilon_s m''_{LH2}) \Rightarrow \alpha = \frac{1}{\eta_g \eta_L} \left(\frac{P_e}{\eta_c \eta_L} - P_s \right) \quad (1.2)$$

dove: η_c è il rendimento di conversione del sistema inverter + trasformatore, η_L è il rendimento elettrico della linea in c.c. + SMES, α è la frazione della energia elettrica prodotta dal generatore solare/eolico che viene inviata alla linea di trasmissione in c.c., η_g è il rendimento del generatore solare/eolico che contiene al suo interno l'eventuale sistema di condizionamento della potenza elettrica prodotta e Q è la potenza incidente sul generatore solare/eolico.

- Bilancio di massa sul liquefattore:

$$m_{GH2} = m'_{LH2} + m''_{LH2} \Rightarrow m_{GH2} = m'_{LH2} + \frac{P_s}{\varepsilon_s} \quad (1.3)$$

dove m'_{LH2} è la portata di idrogeno liquido che viene resa disponibile all'utente finale.

- Bilancio energetico dell'idrolizzatore:

$$\beta \eta_g Q = m_{GH2} P_{cGH2} + (1 - \eta_H) \beta \eta_g Q \Rightarrow \beta = \left(m'_{LH2} + \frac{P_s}{\varepsilon_s} \right) \frac{P_{cGH2}}{\eta_H \eta_g Q} \quad (1.4)$$

dove: P_{cGH2} è il potere calorifico inferiore dell'idrogeno gas (o energia libera della reazione $H_2 + \frac{1}{2} O_2 \rightarrow H_2O$), β è la frazione di energia elettrica prodotta dal generatore solare/eolico che viene inviata all'idrolizzatore, η_H è il rendimento dell'idrolizzatore e m_{GH2} è la portata di idrogeno gassoso prodotto.

- Bilancio energetico del sistema di refrigerazione della linea SC, costituito da uno o più cryocooler:

$$\eta_g Q + Q_L + Q_f + (1 - \eta_L) \frac{P_e}{\eta_L \eta_c} = (1 + \varepsilon) \eta_g Q \quad \Rightarrow$$

$$\gamma = \frac{1}{\varepsilon \eta_g Q} \left(Q_L + Q_f + (1 - \eta_L) \frac{P_e}{\eta_L \eta_c} \right) \quad (1.5)$$

dove: γ è la frazione di energia elettrica prodotta dal generatore solare/eolico che viene assorbita dal sistema di refrigerazione della linea superconduttiva, Q_L è la potenza termica assorbita dall'idrogeno per conduzione ed irraggiamento proveniente dalle pareti della tubazione che si trovano a temperatura ambiente, Q_f è la potenza termica generata a bassa temperatura per attrito dal moto dell'idrogeno liquido nella linea, ε è il coefficiente di prestazione del cryocooler.

- Bilancio energetico delle pompe:

$$\delta \eta_g Q = m'_{LH2} w_p + (1 - \eta_p) \delta \eta_g Q \quad \Rightarrow \quad \delta = \frac{m'_{LH2} w_p}{\eta_g Q \eta_p} \quad (1.6)$$

dove: δ è la frazione di energia elettrica prodotta dal generatore solare/eolico che viene assorbita dal sistema di pompaggio dell'idrogeno liquido, w_p è il lavoro di pompaggio per unità di massa di idrogeno liquido e η_p è il rendimento delle pompe.

- Bilancio energetico del liquefattore:

$$(1 - \alpha - \beta - \gamma - \delta) \eta_g Q + m_{GH2} w_q = (1 + \varepsilon_q) (1 - \alpha - \beta - \gamma - \delta) \eta_g Q \quad \Rightarrow$$

$$1 - \alpha - \beta - \gamma - \delta = \frac{w_q}{\varepsilon_q \eta_g Q} \left(m'_{LH2} + \frac{P_s}{\varepsilon_s} \right) \quad (1.7)$$

dove: w_q è il lavoro specifico per la liquefazione dell'idrogeno gassoso ed ε_q è il coefficiente di prestazione del liquefattore.

Sostituendo le (4.1.1 ÷ 4.1.6) nella 4.1.7 si ottiene:

$$1 - \frac{1}{\eta_g Q} \left(\frac{P_e}{\eta_c \eta_L} - P_s \right) - \left(m'_{LH2} + \frac{P_s}{\varepsilon_s} \right) \frac{P_{cGH2}}{\eta_H \eta_g Q} - \frac{1}{\varepsilon \eta_g Q} \left(Q_L + Q_f + (1 - \eta_L) \frac{P_e}{\eta_L \eta_c} \right) +$$

$$- \frac{m'_{LH2} w_p}{\eta_g Q \eta_p} = \frac{w_q}{\varepsilon_q \eta_g Q} \left(m'_{LH2} + \frac{P_s}{\varepsilon_s} \right) \quad (1.8)$$

Da cui:

$$\eta_g Q - \frac{Q_L + Q_f}{\varepsilon} - P_s \left(\frac{w_q}{\varepsilon_q \varepsilon_s} + \frac{P_{cGH2}}{\varepsilon_s \eta_H} - 1 \right) = \frac{P_e}{\eta_c \eta_L} \left(1 + \frac{(1 - \eta_L)}{\varepsilon} \right) + m'_{LH2} \left(\frac{P_{cGH2}}{\eta_H} + \frac{w_p}{\eta_p} + \frac{w_q}{\varepsilon_q} \right) \quad (1.9)$$

In tal caso, la condizione di fattibilità dell'impianto (P_e , P_s e m'_{LH2} positive, a fronte di un unico ingresso di potenza dalla sorgente rinnovabile Q) è soddisfatta se risulta:

$$\eta_g Q > \frac{Q_L + Q_f}{\varepsilon} + P_s \left(\frac{w_q}{\varepsilon_q \varepsilon_s} + \frac{P_{cGH2}}{\varepsilon_s \eta_H} - 1 \right) \quad (1.10)$$

La condizione di fattibilità (1.10) mostra come l'impianto proposto, per assegnati valori della lunghezza della linea di trasmissione e della portata di idrogeno liquido (grandezze da cui dipendono i valori di Q_L e Q_f) e della potenza erogata dal sistema di generazione che usa l'idrogeno (P_s), sia realizzabile solo se la potenza disponibile dalla sorgente rinnovabile è più grande di un valore limite tanto più elevato quanto minori sono le "efficienze" dei vari componenti (generatore solare/eolico, idrolizzatore, generatore ad idrogeno, liquefattore). Se si suppone per gli ingressi termici complessivi ($Q_L + Q_f$) un valore di riferimento di 2 W/m, per una linea di 10 km, tenendo conto che in realtà risulta necessario prevedere due conduttori (uno di andata ed uno di ritorno), si ottiene il valore di 40 kW_{th}. Indipendentemente dal tipo di cryocooler considerato per il sistema di refrigerazione, esiste una spiccata dipendenza della prestazione relativa in funzione della potenza refrigerante. Per cryocooler con potenze superiori al kW_{th} a temperature tra 10 e 30 K la prestazione reale risulta compresa fra il 10% e il 30% di quella teorica prevista per il ciclo ideale di Carnot (tra 15 K e 300 K $\varepsilon_{carnot} = 5.2 \%$). Supponendo una prestazione reale pari a 0.79 %, la potenza elettrica richiesta per la refrigerazione è pari a 5 MW_e e tale valore rappresenta il minimo valore possibile che è necessario ottenere in uscita dal generatore per la realizzabilità dell'impianto, nell'ipotesi di non utilizzare l'idrogeno per livellare la potenza erogata ($P_s = 0$).

Una prima importante scelta di progetto riguarda la definizione dei parametri P_s e β . Il valore della potenza elettrica media da produrre mediante il sistema di generazione ad idrogeno (P_s) dipende dalle caratteristiche della sorgente di potenza eolica e dalle oscillazioni che si desidera livellare mediante l'accumulo di idrogeno. Nel presente caso si suppone di volere livellare le oscillazioni giornaliere della potenza supponendo che tale potenza sia disponibile solo per 20 ore ad un valore di picco P_w (e sia completamente mancante nelle restanti 4 ore).

Il valore della frazione della energia prodotta dalla sorgente rinnovabile da destinare alla produzione di idrogeno dipende, oltre che dal valore di P_s di cui sopra anche dalla portata di idrogeno liquido richiesta dall'utente finale (m'_{LH2}). Risulta molto difficile formulare ipotesi sul valore di tale grandezza in quanto può essere scelto in base ad esigenze locali, ovviamente incognite in questo studio, oppure scelto in base a considerazioni più generali, con riferimento ad un sistema energetico basato sul vettore idrogeno. Ai fini del presente progetto di massima si suppone che la portata di idrogeno resa disponibile all'utenza sia quella che si ottiene dal generatore di idrogeno mediante elettrolisi utilizzando una potenza elettrica pari a quella erogata alla rete. La completa conversione di 50 MWe fornisce una portata massima di LH2 in uscita dal liquefattore di circa 3.4 l_{LH2}/s, supponendo che l'efficienza dell'idrolizzatore sia 4.1 kWh/Nm³_{GH2} e l'efficienza del liquefattore sia 12.5 kWh/kg_{LH2} ossia il 26.4% rispetto al ciclo ideale reversibile.

Sulla base delle considerazioni sopra esposte e facendo riferimento ad un valore nominale di 50 MWe da erogare alla rete di potenza si ottengono i valori nominali riassunti nella tabella 1.1

Tabella 1.1 Dati del progetto

Potenza elettrica erogata alla rete	50 MW
Potenza di picco erogata dai generatori eolici	150 MW
m'_{LH2}	3.4 l/s

1.3 Confronto con le tecnologie convenzionali

Per poter valutare la bontà e le prospettive di sviluppo del sistema proposto nel medio e lungo termine, è necessario confrontarne le prestazioni con quelle di sistemi che rendano disponibili gli stessi prodotti (energia elettrica ed idrogeno liquido con le stesse proprietà di stabilità) utilizzando tecnologie convenzionali. Nelle figure 1.3 ÷ 1.6 vengono riportati gli schemi di principio dei sistemi che vengono confrontati. Nella figura 1.3 viene riportato il sistema innovativo proposto con linea superconduttiva con MgB_2 , nel seguito individuato con la sigla T-SC. Nella figura 1.4 viene illustrato lo schema di principio di un impianto che utilizza per il trasporto della energia elettrica una linea alternata trifase, nel seguito individuato con la sigla T-CA. Nella figura 1.5 viene illustrato lo schema di principio di un impianto che utilizza per il trasporto della energia sia una linea elettrica alternata trifase che un gasdotto, nel seguito individuato con la sigla T-CA-GAS. Infine, nella figura 1.6 viene illustrato lo schema di principio di un impianto che utilizza per il trasporto della energia solo un gasdotto, nel seguito individuato con la sigla T- GAS.

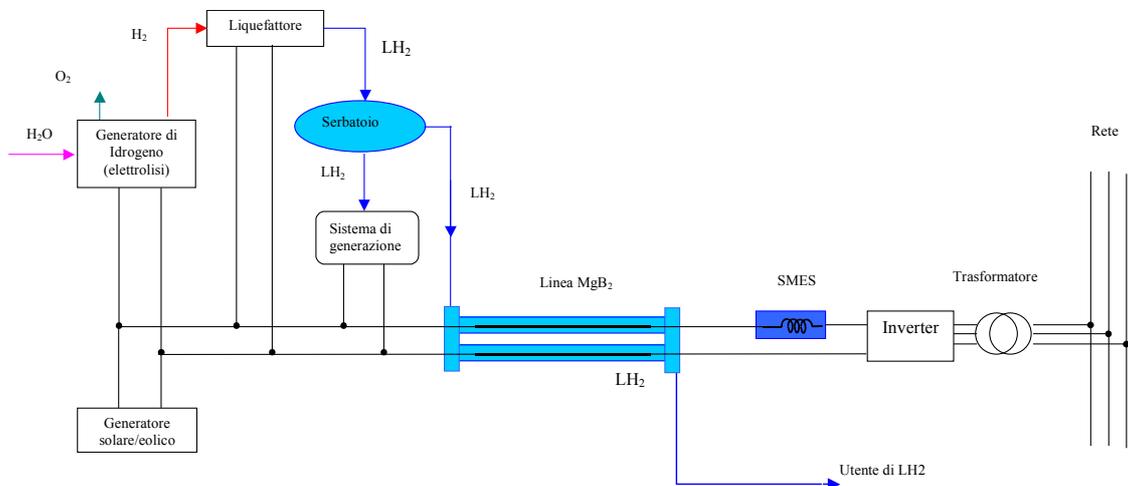


Figura 1.3 Impianto innovativo con linea superconduttiva (T-SC)

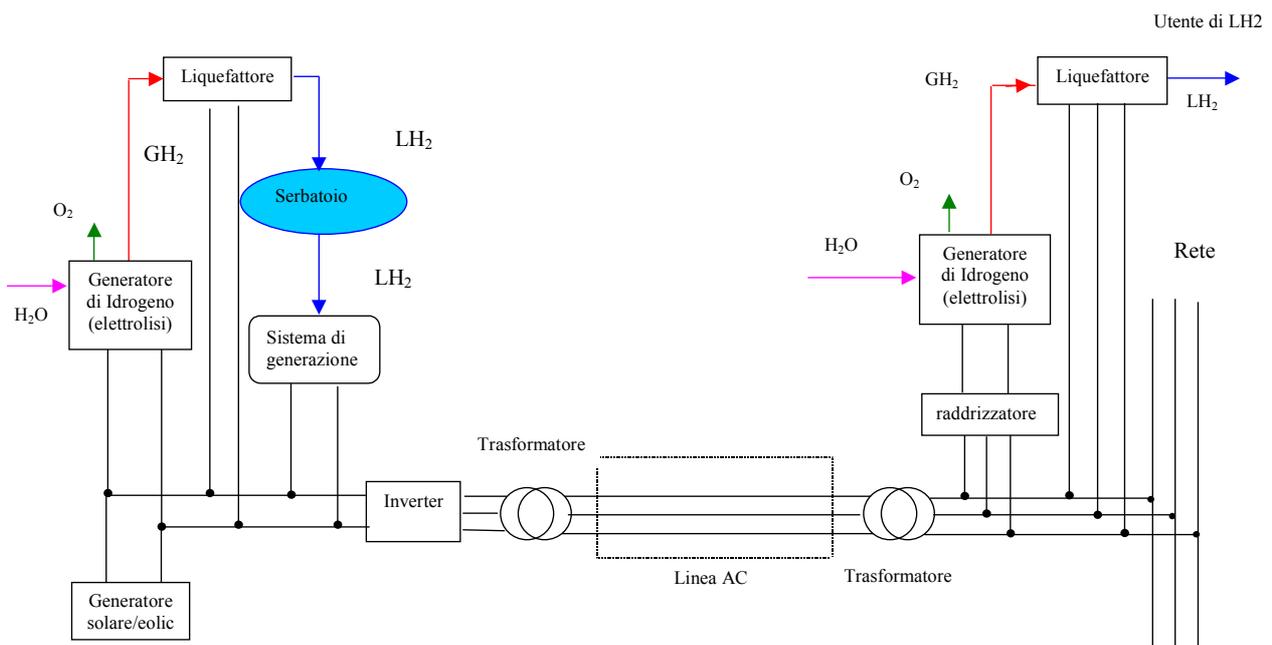


Figura 1.4 Impianto convenzionale con linea in corrente alternata (T-CA)

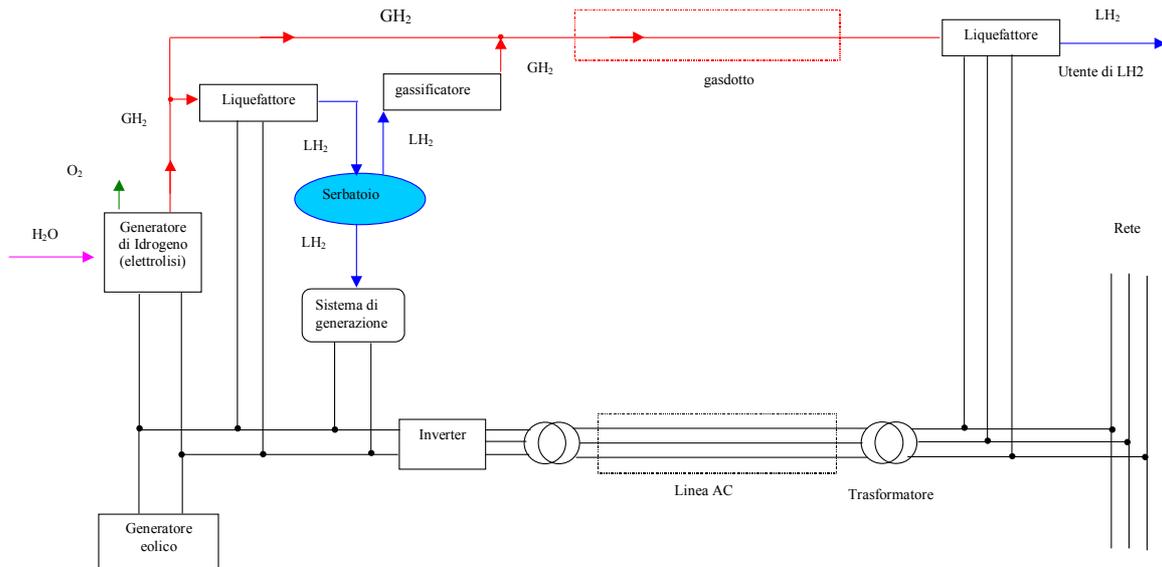


Figura 1.5 Impianto convenzionale con linea in corrente alternata e gasdotto (T-CA-GAS)

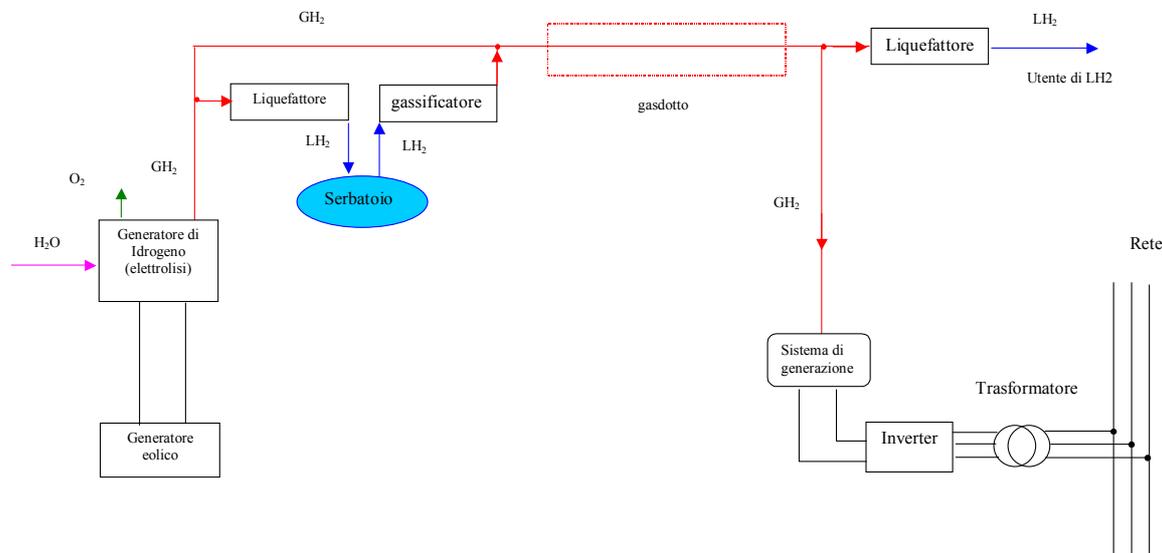


Figura 1.6 Impianto convenzionale con linea in corrente alternata e gasdotto (T-GAS)

Un primo confronto tra i quattro impianti descritto viene effettuato confrontando la potenza nominale eolica che deve essere installata (P_w) a parità di potenza elettrica nominale ($P_e = 48$ MW) e di portata di idrogeno liquido nominale ($m'_{LH_2} = 3.5$ l/s) forniti all'utenza e di potenza necessaria per il livellamento della sorgente eolica ($P_s = 48$ MW). Il valore dei principali parametri degli impianti oggetto del confronto, con le ipotesi illustrate nella tabella 1.2, è riportato nella tabella 1.3. Tale tabella mostra che per le condizioni di funzionamento previste, l'impianto con linea SC è energeticamente conveniente, infatti la potenza nominale dalla sorgente rinnovabile per soddisfare le esigenze degli utenti, sia in termini di portata di idrogeno liquido che di potenza elettrica prodotta, è la più piccola tra tutti e quattro gli impianti analizzati.

Tabella 1.2 Ipotesi per il confronto degli impianti illustrati nelle figure 1.3 ÷ 1.6

Energia elettrica necessaria per produrre idrogeno gassoso	48.94 (MWh/tonn)
Energia elettrica necessaria per liquefare l'idrogeno gassoso	10 (MWh/tonn)
Prestazione del sistema di generazione ad idrogeno (Rendimento della cella combustibile: 50%)	19.71 (MWh/tonn)
Rendimento di ogni gruppo di conversione (Inverter, raddrizzatore, dc-dc)	99.4 %
Rendimento dei trasformatori	99.5 %
Rendimento di una linea trifase in c.a. lunga 10 km	99.7 %
Rendimento di una linea HVDC lunga 10 km	99.96 %
Potenza di refrigerazione della linea SC (rendimento refrigeratore = 62.5 We/Wth, entrate termiche per ogni cavo = 2 W/m)	0.25 (MW/km)

Tabella 1.3 Principali parametri degli impianti illustrati nelle figure 4.6.1 ÷ 4.6.2

Parametro	T-SC	T-AC	T-GAS	T-AC-GAS
P_e (MW)	48	48	48	48
m'_{LH2} (l/s)	3.5	3.5	3.5	3.5
Potenza elettrica spesa per la generazione dell'idrogeno (MW)	77.86	61.60	224.29	81.39
Potenza elettrica spesa la liquefazione dell'idrogeno (MW)*	15.91	10.45	16.58	16.62
Potenza dissipata nei convertitori*	0.29	0.94	0.35	0.35
Potenza elettrica trasportata (MW)*	51.03	101.86	---	57.70
Potenza dissipata sulla linea elettrica (MW)*	---	0.32	---	0.18
Potenza per la refrigerazione della linea SC (MW)	2.5	---	---	---
P_w (MW)	144.80	164.58	231.93	146.49

* I dati si riferiscono al periodo in cui la sorgente è disponibile

Una analisi completa delle caratteristiche degli impianti proposti non può però limitarsi al confronto sopra illustrato, infatti vanno analizzati più in dettaglio i seguenti aspetti.

- Anche se i prodotti dei vari impianti sono gli stessi, la loro complessità e le caratteristiche dei loro componenti presentano significative differenze. In particolare:
 - In tutti gli impianti convenzionali (T-CA, T-CA-GAS, T-GAS) sono presenti due liquefattori, anziché uno solo come nell'impianto innovativo (T-SC); nell'impianto T-CA è presente anche un secondo sistema di generazione ad idrogeno. Questa maggiore complessità delle soluzioni convenzionali potrebbe essere evitata permettendo alla rete in corrente alternata o al gasdotto che trasporta la energia dal punto di generazione al punto di fornitura all'utenza di operare in regime variabile, con la stessa variabilità della sorgente eolica. Ciò corrisponderebbe a spostare il dispositivo di accumulo di idrogeno al termine della linea, così come mostrato ad esempio nella figura 1.7 con riferimento all'impianto T-CA. Tale soluzione è stata ritenuta non accettabile per il corretto funzionamento del sistema.
 - Il sistema di conversione da idrogeno gassoso ad energia elettrica è stato supposto per tutti essere costituito da una cella combustibile avente un rendimento pari al 50%. Tale soluzione può non essere quella ottimale nel caso dell'impianto T-GAS in quanto dovendo essere in quel caso la potenza elettrica generata convertita in corrente alternata, potrebbe risultare più conveniente utilizzare un generatore sincrono convenzionale.

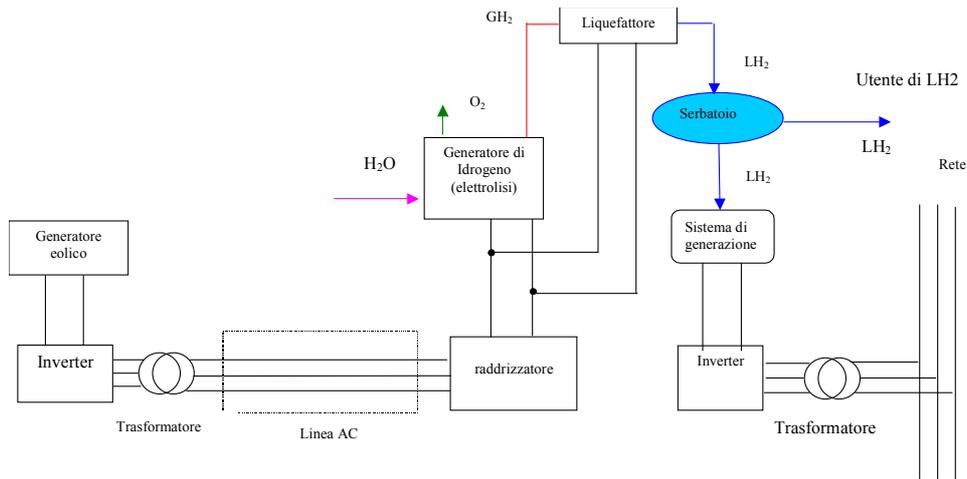


Figura 1.7 Impianto convenzionale con linea in corrente alternata, con potenza non condizionata (T-CA-MOD)

- Il parametro m'_{LH_2} , risulta non determinabile allo stato del presente studio in quanto può dipendere da condizioni locali. Il confronto tra i sistemi in oggetto deve essere effettuato al variare di tale parametro da 0 (l'impianto produce solo potenza elettrica) fino al valore massimo ammissibile per l'impianto (l'impianto produce solo idrogeno liquido). La figura 1.8 mostra le possibili condizioni di funzionamento, in termini di potenza elettrica erogata alla rete e di idrogeno liquido reso disponibile all'utenza, dei quattro impianti analizzati. Si nota come l'impianto T-SC risulta conveniente/competitivo in quasi tutte le possibili condizioni di funzionamento; la convenienza risulta nella capacità di erogare più energia elettrica a parità di idrogeno liquido reso disponibile oppure di rendere disponibile una maggiore quantità di idrogeno liquido a parità di energia elettrica erogata. Le prestazioni dell'impianto T-SC e T-CA-GAS risultano molto simili tra di loro; bisogna però tenere conto nel confronto, della complessità maggiore di quest'ultimo impianto a causa della presenza di un gasdotto oltre che della linea elettrica.

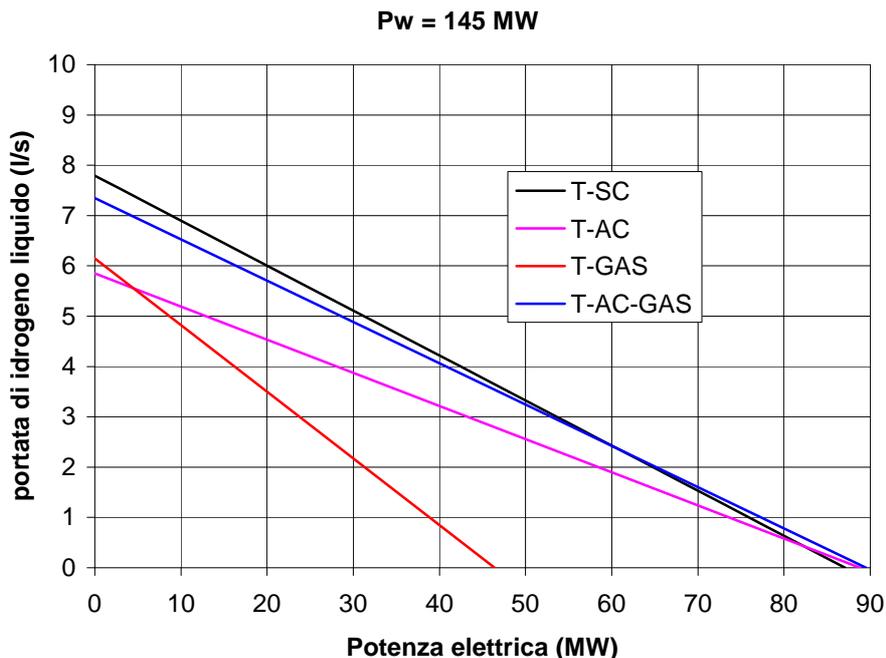


Figura 1.8 Confronto tra i quattro impianti al variare della potenza elettrica erogata, per data potenza rinnovabile installata (potenza di picco)

- Infine è necessario studiare le prestazioni dei quattro sistemi al crescere della potenza eolica installata. In tal caso è necessario considerare che per potenze elettriche elevate, il trasporto della energia elettrica con linea in corrente continua ad altissima tensione (HVDC) risulta conveniente rispetto a quello con linea in corrente alternata trifase. In tutti gli impianti convenzionali è quindi necessario sostituire la linea in corrente alternata trifase con una linea HVDC come mostrato nella figura 1.9, con riferimento all'impianto T-HVDC. In questo caso però esiste una importante differenza tra l'impianto innovativo T-SC e quello convenzionale T-HVDC, costituita dal fatto che la massima potenza elettrica trasportabile con le linee HVDC attualmente disponibile è di circa 1500÷2000 MW, mentre il cavo superconduttivo considerato nel progetto, è in grado, aumentando la tensione della linea fino a raggiungere i 500 kV di trasportare 6000 MW. L'aumento della tensione della linea SC non sembra essere un problema particolarmente grave, essendo l'isolante posto all'esterno del criostato a temperatura ambiente. Per potere aumentare la tensione della linea SC è però necessario inserire nell'impianto un convertitore dc-dc come mostrato nella figura 1.10. I risultati del confronto per una potenza di picco di 1626 MW sono illustrati nella figura 1.11 e mostrano la convenienza dell'impianto innovativo rispetto a quello tradizionale in tutte le possibili condizioni operative.

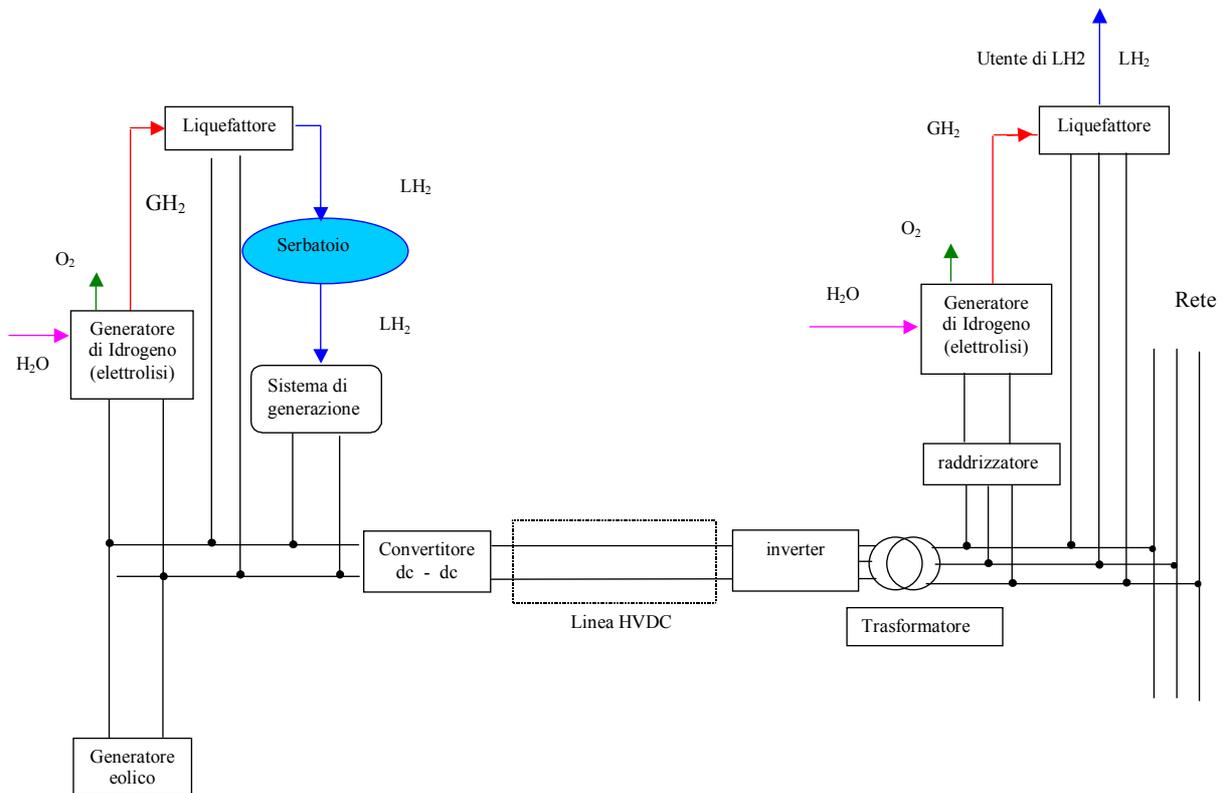


Figura 1.9 Impianto convenzionale con linea in corrente continua ad alta tensione (T-HVDC)

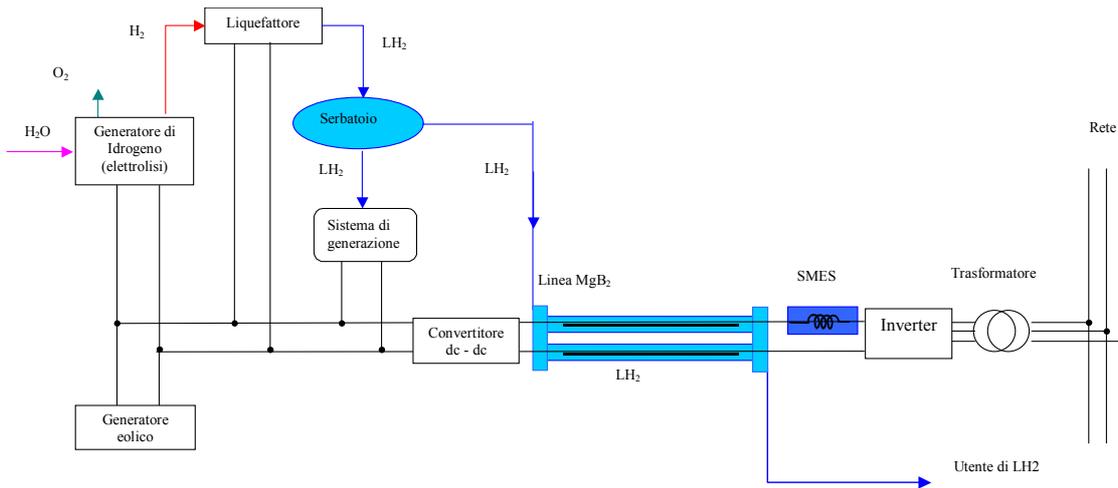


Figura 1.10 Impianto innovativo con linea superconduttiva ad alta tensione (T-HVSC)

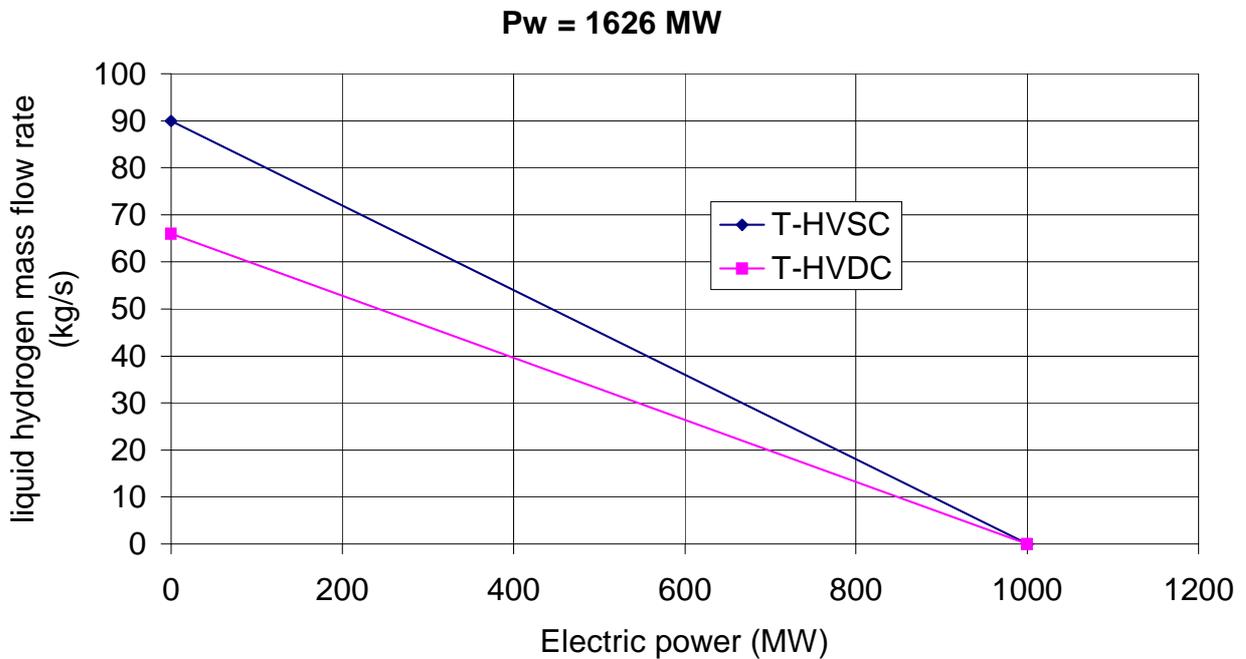


Figura 1.11 Confronto tra l'impianto T-HVSC e l'impianto T-HVDC

Il confronto sviluppato sino ad ora ha ipotizzato la richiesta da parte di una utenza industriale di idrogeno in forma liquida. Il dibattito sulla necessità di sviluppare una economia dell'idrogeno per contribuire ad uno sviluppo sostenibile è grande in tutto il mondo scientifico, economico e politico ma ancora non è stata individuata la forma più conveniente per una efficiente e sicura distribuzione dell'idrogeno agli utenti finali [K. Ann Adamson, "Hydrogen from renewable resources - the hundred year commitment", *Energy Policy*, 32 (2004), pp. 1231-1242]. Qualora la forma gassosa dovesse risultare più conveniente verrebbe probabilmente a mancare la richiesta di idrogeno liquido dall'utenza e l'impianto innovativo proposto dovrebbe prevedere un impianto di gassificazione dell'idrogeno liquido prima della erogazione all'utente finale. L'accumulo invece dovrebbe essere comunque fatto in forma liquida a causa delle grandi quantità di idrogeno richiesta.

È chiaro che l'impianto di gassificazione dell'idrogeno penalizza fortemente la soluzione con linea superconduttiva in MgB_2 rispetto a tutte le altre soluzioni convenzionali a causa dell'elevato valore di energia che è necessario spendere per la liquefazione di un kg di idrogeno (10-12 kWh/kg negli impianti di grandi dimensioni, 5-7 kWh/kg negli impianti proposti più recentemente [H. Quack, "Conceptual design of a high efficiency large capacity hydrogen liquefier". Advances in Cryogenic Engineering: Proceedings of the Cryogenic Engineering Conference, Vol. 47, 2002], [W. A. Amos, "Costs of Storing and Transporting Hydrogen", National Renewable Energy Laboratory, 1998]). Tale energia potrebbe essere in parte recuperata utilizzando impianti di gassificazione ad elevato rendimento che bruciano parte dell'idrogeno liquido in un ciclo combinato ad elevatissimo rendimento in quanto utilizzando l'idrogeno liquido come sorgente fredda del ciclo. Il confronto con i sistemi convenzionali mostra tuttavia che il sistema proposto risulta in questo caso energeticamente sfavorevole (a parità di potenza elettrica e portata di idrogeno gassoso erogate, la potenza rinnovabile di picco che è necessario installare è più elevata).

2. IL SISTEMA DI CONNESSIONE LA SUA MODELLAZIONE ELETTRICA

2.1 Il sistema di connessione

Lo schema di principio del sistema elettrico di collegamento della sorgente di energia rinnovabile alla rete trifase in media/alta tensione ($V_{AB,rms} = 20 \text{ kV}$ / $V_{AB,rms} = 150 \text{ kV}$) è riportato nella figura 2.1.1.

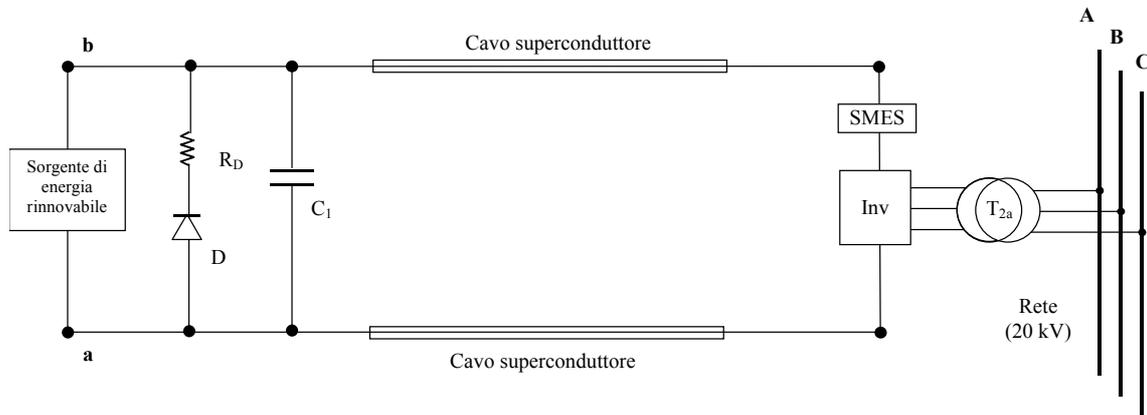
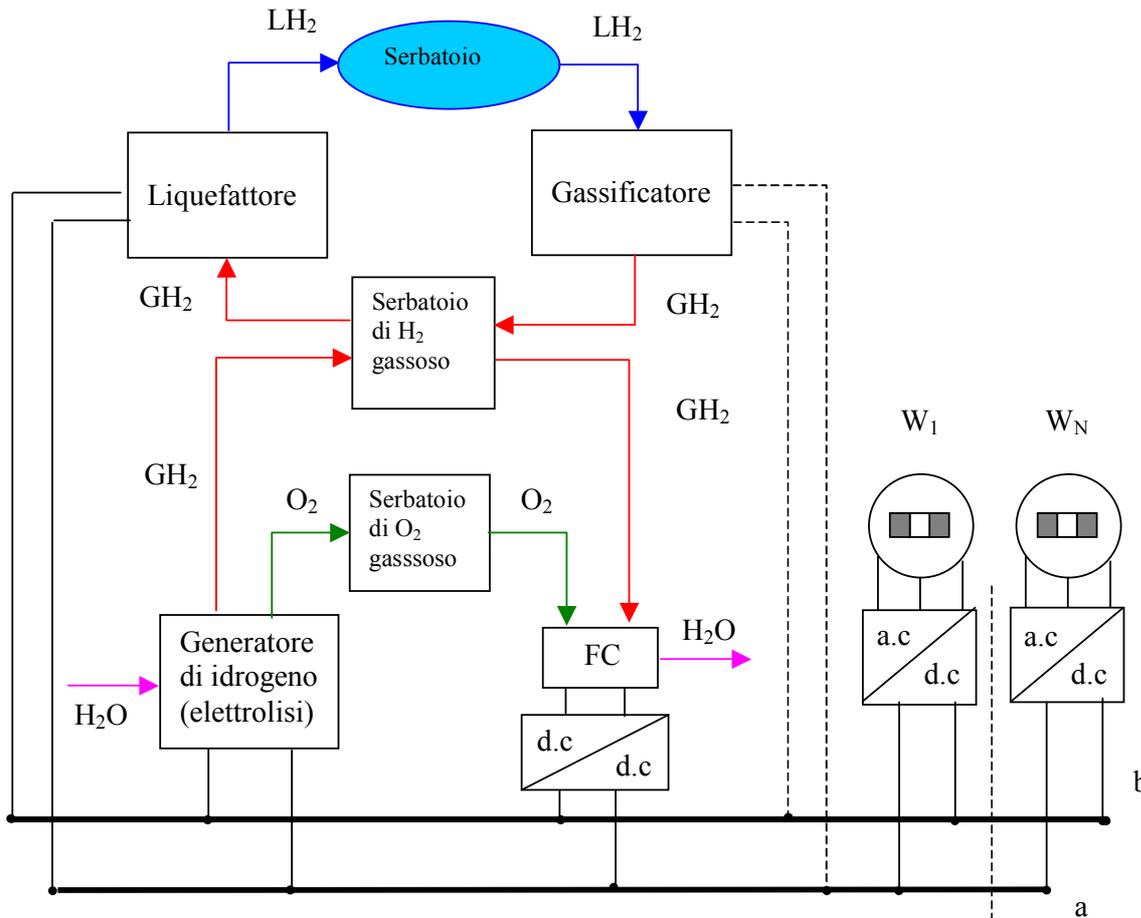


Figura 2.1.1 Schema di principio del sistema di collegamento della sorgente di energia rinnovabile alla rete di distribuzione della energia elettrica

La sorgente di energia rinnovabile è costituita da un campo di generatori eolici (la sorgente di energia rinnovabile potrebbe anche essere un campo fotovoltaico); ciascun generatore fornisce potenza elettrica in corrente continua ed è collegato in parallelo al condensatore C_1 , come mostrato nella figura 2.1.2. Nel caso di generatori eolici, ciascun generatore è costituito da un generatore sincrono con magneti permanenti e da un raddrizzatore trifase ad onda intera non controllato. (Nel caso di generatori fotovoltaici, ciascun generatore è collegato in parallelo al condensatore C_1 per mezzo di un diodo di blocco e di un chopper che deve garantire il funzionamento del generatore nelle condizioni di massimo rendimento). E' inoltre presente un sistema di accumulo della energia costituito da un generatore di idrogeno gassoso, che utilizza l'elettrolisi dell'acqua, ed una cella combustibile (o eventualmente da un gruppo turbina-generatore alimentato mediante un ciclo combinato vapore/idrogeno). A causa degli elevati volumi di idrogeno da accumulare si ipotizza che l'accumulo debba essere fatto comunque in forma liquida e quindi lo schema del sistema di gestione dell'idrogeno è quello mostrato nella figura 2.1.2 [W. A. Amos, "Costs of Storing and Transporting Hydrogen", National Renewable Energy Laboratory, 1998]. È presente un serbatoio di idrogeno liquido che, nella fase di carica viene alimentato dal serbatoio di idrogeno gassoso da un liquefattore che assorbe potenza elettrica dal bus DC della sorgente eolica. Nella fase di scarica, il serbatoio di idrogeno liquido alimenta il serbatoio di idrogeno gassoso mediante un gassificatore che può anche prevedere la possibilità di produrre energia da erogare al bus DC (i collegamenti tratteggiati nella figura).

La sorgente di energia rinnovabile fornisce potenza elettrica in corrente continua ai terminali **a** e **b** del sistema, con un valore nominale di tensione (V_{dc}) di 4 kV e di corrente (I_{dc}) di 12 kA; la potenza nominale prodotta dalla sorgente rinnovabile ($P_{dc} = V_{dc} \cdot I_{dc}$) è quindi pari a 48 MW. La scelta dei valori nominali di tensione e di corrente è stata effettuata massimizzando il valore della corrente nel cavo superconduttore, nel rispetto dei vincoli imposti ai valori di tensione e di corrente dai componenti elettronici di potenza disponibili attualmente per realizzare gli inverter.

La tensione in uscita dalla sorgente di energia rinnovabile è stabilizzata mediante il condensatore C_1 , collegato in parallelo alla sorgente stessa. In parallelo al condensatore C_1 è inoltre collegato un diodo di ricircolo (D) ed un resistore (R_D) avente un elevato valore di resistenza; questi componenti conducono solo in condizioni di guasto, contribuendo alla dissipazione in sicurezza della energia accumulata nello (o negli) SMES collegato in serie alla linea. La potenza elettrica prodotta viene trasportata fino al punto di allacciamento alla rete di distribuzione trifase mediante un cavo superconduttore funzionante in regime di corrente continua. L'allacciamento alla rete trifase avviene mediante 4 gruppi costituiti ciascuno da un inverter ed un trasformatore.



Figura

2.1.2. Schema di principio della sorgente di energia rinnovabile:

GH_2 = generatore di idrogeno mediante elettrolisi dell'acqua,

FC = cella combustibile, $W_k = k^{mo}$ generatore eolico, $S_k = k^{mo}$ generatore fotovoltaico

Ciascun inverter è realizzato mediante 6 GTO collegati come indicato nella figura 2.1.3; al fine di ridurre la distorsione della forma d'onda della tensione sul lato AC dell'inverter, in parallelo a ciascun GTO è connesso un ramo, il cui dettaglio è indicato nella figura 2.1.4, che svolge la funzione di snubber e di filtro. I valori dei suoi componenti, determinati attraverso una analisi parametrica volta a minimizzare i picchi indotti dalle commutazioni sulle forme d'onda della tensione sul lato AC, sono indicati nella tabella 2.1.1. La frequenza di risonanza del ramo L-C è pari a tre volte la frequenza fondamentale di 50 Hz. Le numerose simulazioni effettuate hanno dimostrato che in assenza di tale ramo, oppure nel caso di dimensionamento inadeguato dei suoi componenti, la tensione presenterebbe picchi di valore incompatibile con qualunque componente elettronico disponibile attualmente.

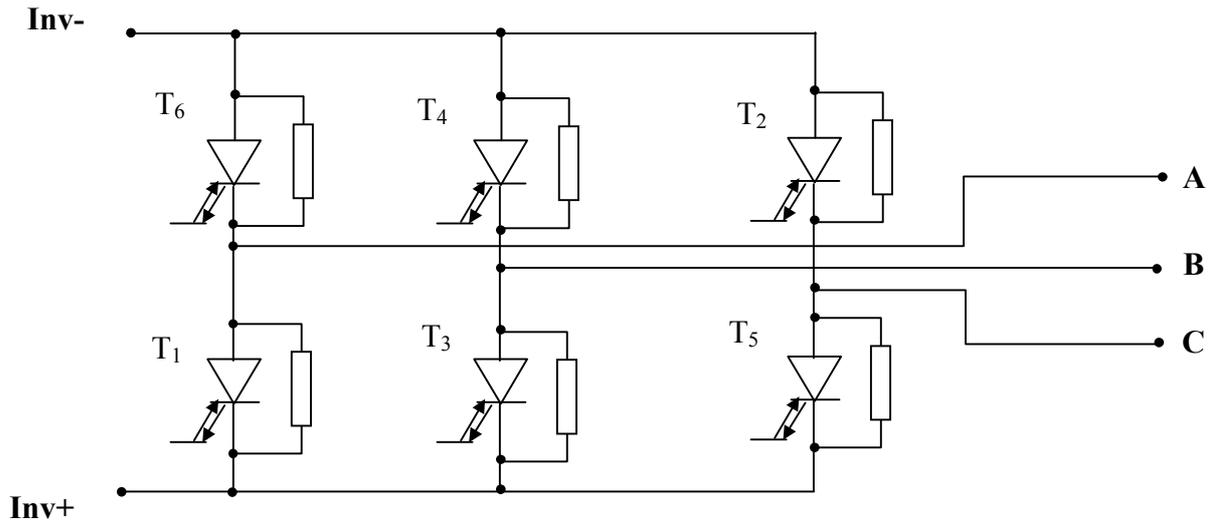


Figura 2.1.3. Schema dell'inverter

Tabella 2.1.1. Parametri degli "snubber-filtro"

R_s	1 Ω
C_{f1}	50 μF
L_f	37.5 mH
C_{f2}	30 μF

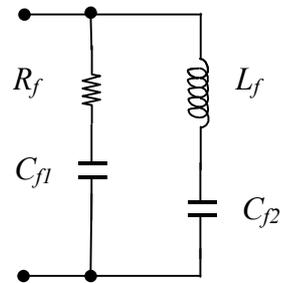


Figura 2.1.4
Schema degli "snubber-filtro"

Al fine di effettuare il dimensionamento del sistema si è dapprima individuato, tra quelli disponibili commercialmente, un GTO con caratteristiche compatibili con l'impianto proposto; la tabella 2.1.2 riporta i dati del componente selezionato.

Tabella 2.1.2. Parametri del GTO FG6000AU-120 D della Mitsubishi

Symbol	Parameter	Conditions	Ratings
V_{DRM}	Repetitive peak off-state voltage	$V_{GK} = -2\text{V}$	6000 V
I_{TQRM}	Repetitive controllable on-state current	$V_D = 3000\text{ V}$, $V_{DM} = 5500\text{ V}$, $T_j = 125\text{ }^\circ\text{C}$, $C_s = 6.0\text{ }\mu\text{F}$, $L_s = 0.2\text{ }\mu\text{H}$	6000 A
T_j	Junction temperature		- 40 ÷ 125 $^\circ\text{C}$
V_{TM}	On-state voltage	$T_j = 125\text{ }^\circ\text{C}$, $I_{TM} = 6000\text{ A}$, Instantaneous measurement	Max 6 V
t_{gt}	Turn-on time	$T_j = 125\text{ }^\circ\text{C}$, $I_{TM} = 6000\text{ A}$, $I_{GM} = 90\text{ A}$, $V_D = 3000\text{ V}$	10 μs
t_{gq}	Turn-off time	$T_j = 125\text{ }^\circ\text{C}$, $I_{TM} = 6000\text{ A}$, $V_{DM} = 5500\text{ V}$, $\text{digQ}/\text{dt} = -80\text{ A}/\mu\text{s}$, $V_{RG} = 20\text{ V}$, $C_s = 6\text{ }\mu\text{F}$, $L_s = 0.2\text{ }\mu\text{H}$	30 μs

Sulla base dei valori della massima tensione inversa e della massima corrente diretta sostenibili dal GTO, rispettivamente di circa 6000 V e 6000 A (vedi tabella 2.1.2), si è imposto che ciascun inverter lavori ad una tensione nominale (V_{inv}) di 4 kV ed una corrente nominale (I_{inv}) di 3 kA. La potenza nominale (P_{inv}) risulta quindi di 12 MW. Per erogare la potenza nominale dell'impianto (48 MW) sono quindi necessari 4 inverter che vengono collegati in parallelo (vedi Fig. 2.1.5). Si è preferita la configurazione con gli inverter in parallelo, rispetto a quella con gli inverter in serie (vedi Fig. 2.1.7) od in parallelo-serie (vedi Fig. 2.1.6) in quanto corrisponde alla soluzione con tensione nominale più bassa (4 kV invece che 12 kV / 8 kV), riducendo quindi i problemi di isolamento e di protezione degli SMES e corrispondentemente con la corrente di linea più alta (12 kA invece che 3/6 kA) massimizzando l'utilizzo delle proprietà superconduttive del cavo. Tale soluzione presenta però un costo di impianto più elevato legato alla presenza di 4 SMES, uno per ogni inverter, anziché uno solo. È da notare però che tali SMES, da realizzarsi con materiale superconduttore a bassa temperatura di transizione (NbTi) possono usufruire dello stesso sistema di refrigerazione e potrebbero essere realizzati come un unico sistema magnetico.

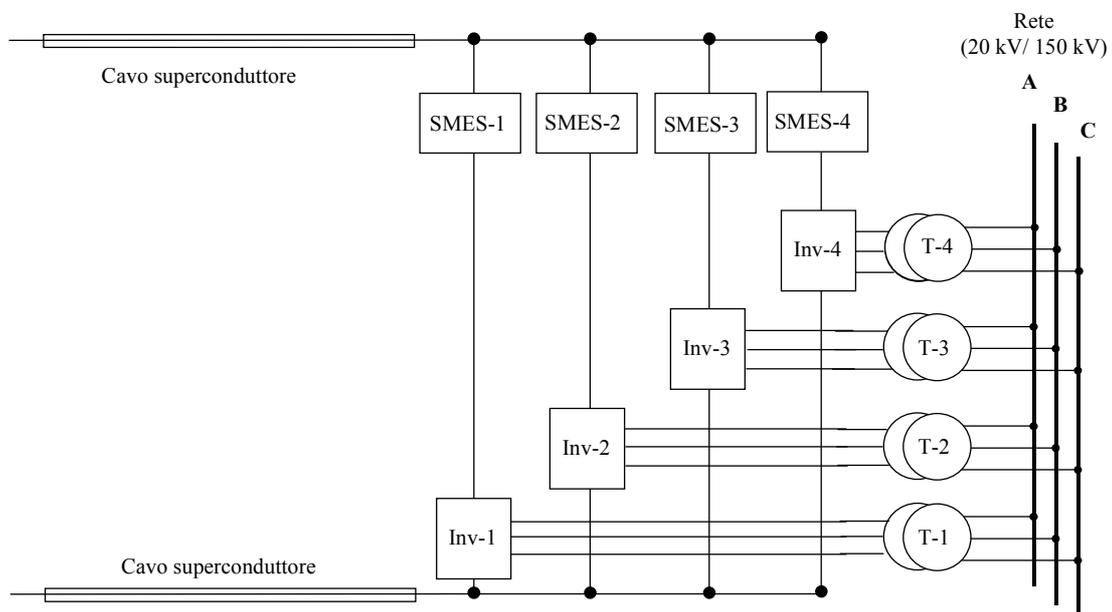


Figura 2.1.5 Configurazione con 4 inverter in parallelo

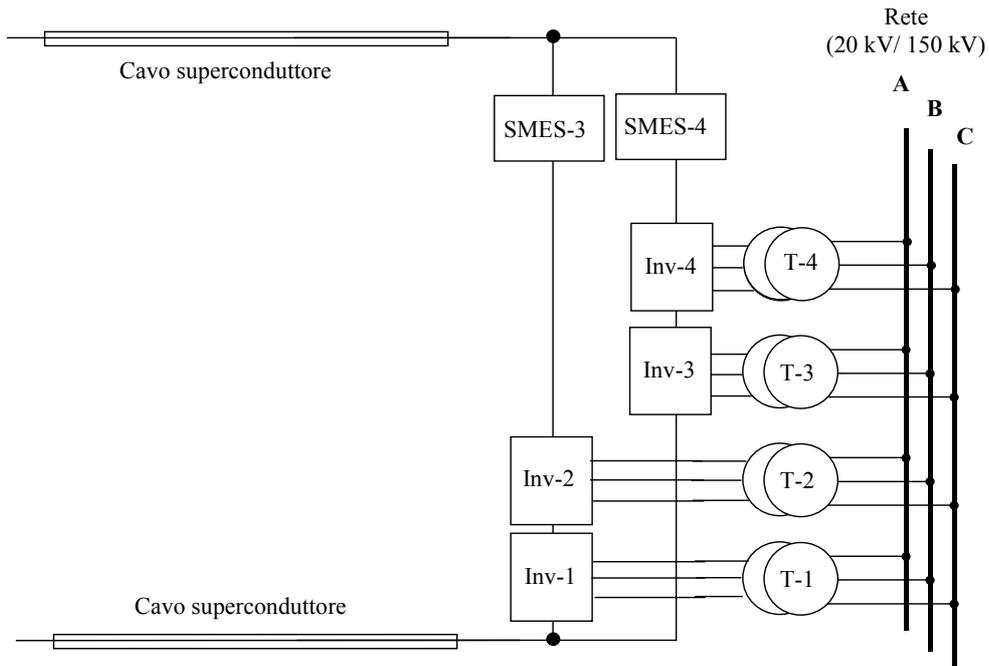


Figura 2.1.6 Configurazione con 4 inverter in serie e parallelo

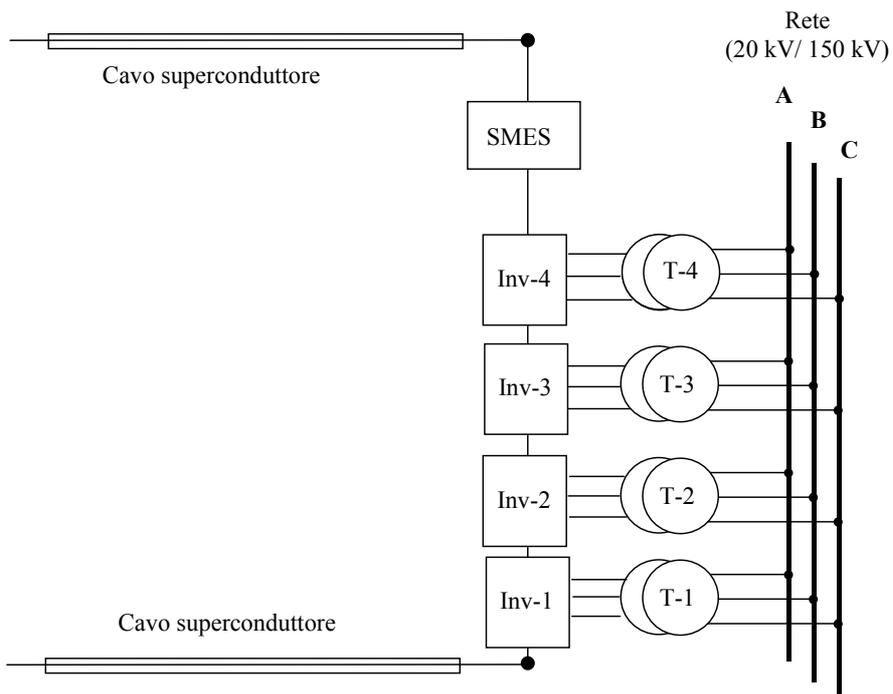


Figura 2.1.7 Configurazione con 4 inverter in serie

Lo studio delle “prestazioni” del sistema viene effettuato mediante il circuito elettrico equivalente mostrato nella figura 2.1.8.

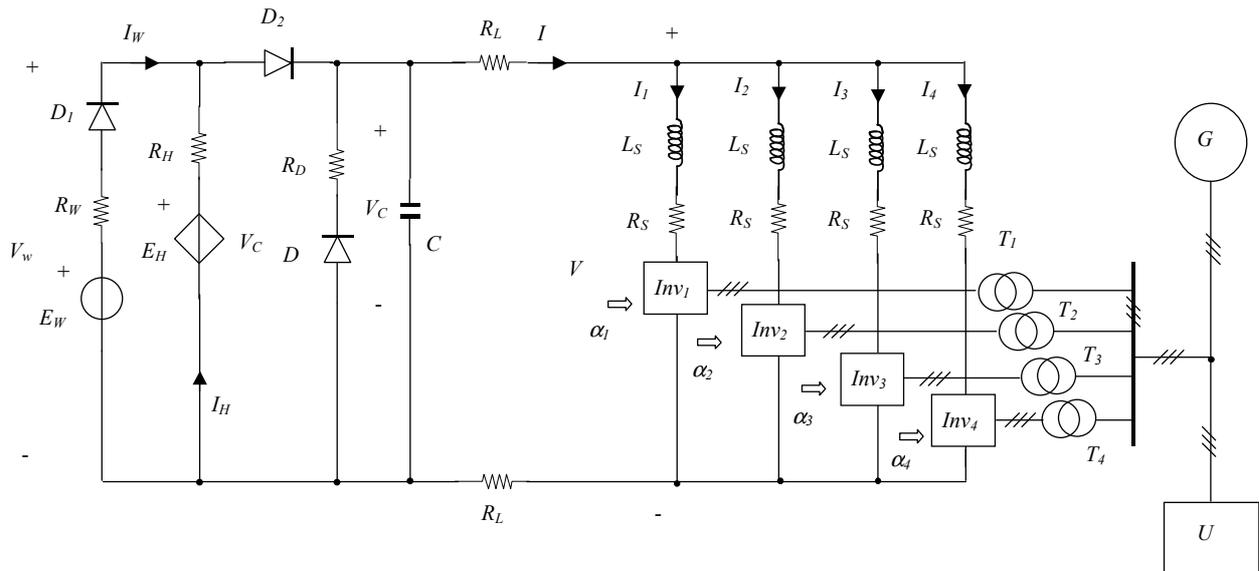


Figura 2.1.8 Schema circuitale del sistema

Il campo di generatori eolici connessi in parallelo, costituiti da turbine con generatore sincrono e gruppo di conversione AC/DC non controllato in cascata, è modellato mediante un unico generatore indipendente E_W , la cui tensione impressa varia al variare della velocità del vento, connesso in serie alla resistenza R_W che schematizza le perdite complessive nei generatori e nei convertitori; inoltre, per garantire la monodirezionalità della corrente erogata, imposta dalla presenza dei raddrizzatori all'interno dei gruppi di conversione, è necessario introdurre il diodo D_1 all'interno dello schema. Il generatore E_W e la resistenza R_W sono dimensionati in modo che in condizioni di regime, ossia in condizioni nominali di velocità del vento e tensione sul bus DC, il rendimento dell'intero gruppo sia uguale ad un valore assegnato η_W . Tale condizione è rispettata se

$$E_W = \frac{V_{dc}}{\eta_W} \quad (2.1.1)$$

e

$$R_W = \frac{(1-\eta_W)V_{dc}^2}{\eta_W^2 P_W} \quad (2.1.2)$$

dove V_{dc} rappresenta la tensione nominale del bus DC del sistema (tensione ai capi del condensatore) e P_W la potenza elettrica netta immessa dal campo eolico nell'impianto. Adottando i valori $\eta_W = 0.95$, $V_{dc} = 4000$ V e $P_W = 150$ MW si ottiene $E_W = 4210$ V e $R_W = 0.0059$ Ω .

Il sistema di produzione, stoccaggio ed utilizzo dell'idrogeno, con il relativo sistema di controllo, è simulato nel circuito di figura 2.1.8 mediante un generatore di tensione controllato, con tensione impressa E_H , con in serie una resistenza R_H . La potenza dissipata su R_H rappresenta le perdite del sistema, mentre la potenza assorbita od erogata dal generatore rappresenta la potenza elettrica che è stata utilizzata per la produzione di idrogeno o prodotta dalla combustione nella cella combustibile dell'idrogeno accumulato. La tensione impressa E_H viene controllata dalla tensione V_{dc} in accordo con la relazione 2.1.3.

$$E_H = \frac{V_{dc} + V_{H,ref}}{2} \quad (2.1.3)$$

Tale controllo fa in modo che il sistema di gestione dell'idrogeno eroghi potenza elettrica ($E_H > V_{dc}$) bruciando idrogeno all'interno della fuel cell quando la tensione V_{dc} risulta inferiore al valore di riferimento $V_{H,ref}$ e assorba potenza elettrica ($E_H < V_{dc}$) producendo idrogeno mediante elettrolisi in caso contrario. Il diodo D_2 impedisce che la potenza assorbita dal sistema di gestione dell'idrogeno provenga dalla rete; quando il sistema assorbe potenza elettrica per produrre idrogeno, questa viene fornita dal parco di generatori eolici. Quando invece il sistema eroga potenza, a causa della presenza del diodo D_1 , la potenza viene erogata alla rete di trasmissione in corrente continua. Quando il sistema lavora in condizioni nominali la sorgente di idrogeno assorbe potenza elettrica dal gruppo eolico e produce idrogeno. Analogamente al caso della sorgente eolica, anche nel caso dell'idrogeno il generatore E_H e la resistenza R_H sono dimensionati in modo che in condizioni di regime, ossia in condizioni nominali di portata di idrogeno prodotto e tensione sul bus DC, il rendimento dell'intero gruppo sia uguale ad un valore assegnato η_H . Tale condizione è rispettata se

$$E_H = \frac{V_{dc}}{2 - \eta_H} \quad (2.1.4)$$

e

$$R_H = \frac{(1 - \eta_H)V_{dc}^2}{(2 - \eta_H)^2 P_H} \quad (2.1.5)$$

dove P_H rappresenta la potenza elettrica netta assorbita dal generatore di idrogeno in condizioni nominali. Naturalmente la relazione (2.1.4) è compatibile con la relazione (2.1.3) se e solo se è rispettata la condizione

$$V_{H,ref} = \frac{\eta_H V_{dc}}{2 - \eta_H} \quad (2.1.6)$$

Se si vuole fare in modo che il livello di tensione in corrispondenza del quale il sistema ad idrogeno cominci ad assorbire anziché erogare potenza sia diverso dal valore espresso dalla (2.1.6) si deve rinunciare all'ipotesi che il gruppo lavori a rendimento (e quindi perdite) assegnato. Adottando i valori $\eta_H = 0.95$, e $P_H = 100$ MW si ottiene $V_{H,ref} = 3619$ V e $R_H = 0.0073$ Ω . La scelta di $P_H = 100$ MW consente al generatore di idrogeno di produrre una portata di idrogeno pari a 6.6 l/s [Paul Kruger, "Electric power requirement for large-scale production of hydrogen fuel for the world vehicle fleet", International Journal of Hydrogen Energy 26 (2001) 1137–1147], [W. A. Amos, "Costs of Storing and Transporting Hydrogen", National Renewable Energy Laboratory, 1998]. Di questa portata 3.5 l/s sono per ipotesi trasmessi all'utente finale localizzato a valle della linea superconduttiva (vedi tabella 1.1), mentre la restante quota di 3.1 l/s è destinata a creare una riserva di idrogeno in prossimità delle sorgenti eoliche che sarà utilizzata per compensare eventuali cali della potenza eolica disponibile in modo da consentire al sistema di erogare con continuità i 48 MW elettrici alla rete e i 3.5 l/s di idrogeno liquido all'utente finale.

Per quanto riguarda gli inverter, ciascuno di essi è controllato attraverso il valore dell'angolo α di ritardo nell'accensione dei GTO. Nell'intervallo 0-90 gradi l'inverter erogherebbe potenza al bus DC; tale condizione deve essere evitata in quanto in contraddizione col presupposto di base del sistema che è quello di fornire energia alla rete, anche in condizioni critiche. Nell'intervallo 90-180 gradi un aumento dell'angolo produce un aumento del valore medio della tensione sul lato DC dell'inverter e la conseguente diminuzione della corrente. Questo intervallo può essere utilizzato per controllare il sistema. Tuttavia valori di alfa troppo prossimi a 90 gradi sono da evitare in quanto in corrispondenza di questo valore l'inverter si comporterebbe come un cortocircuito. Inoltre per valori

di alfa troppo prossimi a 180 gradi l'inverter non è in grado di garantire la sua funzionalità. Un valore pratico per l'intervallo di variazione di alfa è 100-150 gradi.

La determinazione della strategia di controllo ottimale del sistema degli inverter è di primaria importanza per il raggiungimento di prestazioni elevate, e necessita di uno studio approfondito. La strategia di controllo che è stata analizzata consiste nell'imporre uno scostamento del parametro α rispetto al suo valore di riferimento α_{ref} proporzionale allo scostamento della tensione del bus DC e della corrente all'ingresso di ogni inverter rispetto ai rispettivi valori di riferimento V_{ref} e I_{ref} , come mostrato nella relazione (2.1.7). Un ulteriore contributo è assunto proporzionale allo scostamento della corrente di ogni inverter dal valore di un quarto della corrente totale del bus DC, in modo da contribuire all'equipartizione del carico sui quattro gruppi.

$$\alpha_k = \alpha_{ref} + C_1 (V - V_{ref}) + C_2 (I_k - I_{ref}) + C_3 \left(I_k - \frac{I}{4} \right) \quad (2.1.7)$$

I valori dei parametri α_{ref} , V_{ref} , I_{ref} , C_1 , C_2 e C_3 devono essere determinati in modo tale da ottimizzare le prestazioni del sistema in termini di dinamica di controllo, ripple sulle forme d'onda della tensione e della corrente immessa in rete e fattore di potenza sul lato AC. Si noti comunque che questa preliminare strategia di controllo non esegue nessuna verifica sul valore della tensione sul lato AC.

I quattro trasformatori (T1, T2, T3 e T4) sono caratterizzati dallo stesso rapporto di trasformazione; la loro tensione secondaria a vuoto (lato bassa tensione) coincide con la tensione nominale della linea DC, $V_{dc} = 4000$ V, mentre la tensione primaria coincide con la tensione nominale del sistema nel punto in cui essi sono connessi (150 kV oppure 20 kV nel caso di collegamento alla rete in media tensione). Le loro caratteristiche di collegamento sono invece differenti essendo rispettivamente Yy (T1 e T2) e Dy (T3 e T4); tale scelta permette di ridurre il contenuto armonico della corrente immessa in rete.

I valori delle resistenze e delle induttanze presenti nel circuito sono riportati nella tabella 2.1.3; il valore della induttanza degli SMES è stato scelto in modo che l'energia accumulata fosse superiore a quella richiesta per sostenere tutta la potenza di un inverter (12 MW) per 0.1 s.

R_W (resistenza interna generatori eolici)	0.1 Ω
R_H (resistenza interna hydrolyser/fuel cell)	0.1 Ω
R_D (resistenza di ricircolo)	100 Ω
R_L (resistenza discendenti di corrente lato generatori eolici)	1 m Ω
R_S (resistenza discendenti di corrente lato SMES)	1 m Ω
L_S (induttanza SMES)	0.5 H

Al fine di studiare l'interazione del sistema proposto con la rete, il suo schema elettrico, illustrato nella figura 2.1.1, è stato implementato in ambiente EMTP. La rete è schematizzata mediante tre generatori monofase ideali, di valore efficace $EG=20000/\sqrt{3}$, connessi a stella, con in serie una resistenza e una reattanza per fase rispettivamente di 5 e 2.5 Ω . L'utilizzatore U rappresenta un carico che assorbe una potenza attiva di 48 MW e una potenza reattiva induttiva di 24 MVar alla tensione di 20 kV. I ponti a GTO degli inverter sono stati realizzati mediante il componente di libreria "Thyristor (Ideal) with GTO". I valori dei parametri che intervengono nella relazione 2.1.7 utilizzati

nelle simulazioni sono: $\alpha_{ref} = 145$ gradi, $V_{ref} = 4000$ V, $I_{ref} = 3000$ A, $C_1 = 0.05$ gradi/V, $C_2 = 0.5$ gradi/A, $C_3 = 0.0$ gradi/A. I parametri dei trasformatori utilizzati sono riportati nella tabella 2.1.4

Tabella 2.1.4. Valori dei parametri dei trasformatori

Resistenza primaria	0.002 p.u.
Reattanza primaria	0.05 p.u.
Resistenza secondaria	0.002 p.u.
Reattanza secondaria	0.05 p.u.
Resistenza magnetizzante	200 p.u.
Reattanza magnetizzante	200 p.u.

2.2 Simulazione elettrica del sistema di connessione

Il sistema illustrato nella figura 2.1.1 è stato simulato con due differenti modelli:

- modello 1 in ambiente Simulink di Matlab. E' illustrato nella figura 2.2.1 e viene utilizzato per valutare le proprietà del sistema tenendo conto del fenomeno della commutazione dei GTO. Il modello è stato implementato anche in ambiente EMTP; inoltre sono state fatte alcune simulazioni anche con PSPICE al fine di verificare la correttezza del modello.
- modello 2 in ambiente Simulink di Matlab. E' illustrato nella figura 2.2.2 e viene utilizzato per valutare le proprietà del sistema su scale di tempo molto maggiori del tempo di commutazione, trascurando il fenomeno stesso della commutazione dei GTO.

2.2.1 Modello 1.

Sono stati esaminati i tre seguenti casi:

- a. avviamento e funzionamento di regime
- b. perturbazione sulla potenza eolica
- c. distacco della rete

a. avviamento e funzionamento di regime

In fase di avviamento si suppone che la tensione impressa dalle sorgenti eoliche cresca esponenzialmente fino al valore di regime $E_W = 4210$ V con una costante di tempo pari a 1 s, i.e.

$$E_W^{avviamento}(t) = 4210 \times [1 - \exp(-t)] \quad (2.1.8)$$

La figura 2.1.9 mostra l'andamento temporale durante l'avviamento della potenza P_W erogata dalla sorgente eolica, della potenza P_H erogata dal sistema di gestione dell'idrogeno e della potenza P_{AC} assorbita dalla rete in media tensione. La figura 2.1.10 mostra l'andamento delle tensioni V_w , V_H e V_{dc} , ai capi della sorgente eolica, del sistema ad idrogeno e del bus DC rispettivamente. La figura 2.1.11 mostra l'andamento nel tempo della corrente I_{dc} che circola nella linea superconduttiva e delle correnti I_1 , I_2 , I_3 e I_4 sul lato DC degli inverter, mentre la figura 2.1.12 mostra un ingrandimento della corrente I_{dc} in un intervallo della durata di 20 ms a regime. La figura 2.1.13 mostra l'andamento nel tempo degli angoli di controllo dei quattro inverter. Le figure 2.1.14 e 2.1.15 infine,

mostrano l'andamento, durante un intervallo della durata di 60 ms a regime, della tensione concatenata tra le fasi A e B sulle barre di collegamento del sistema alla rete e della corrente che circola nella fase A.

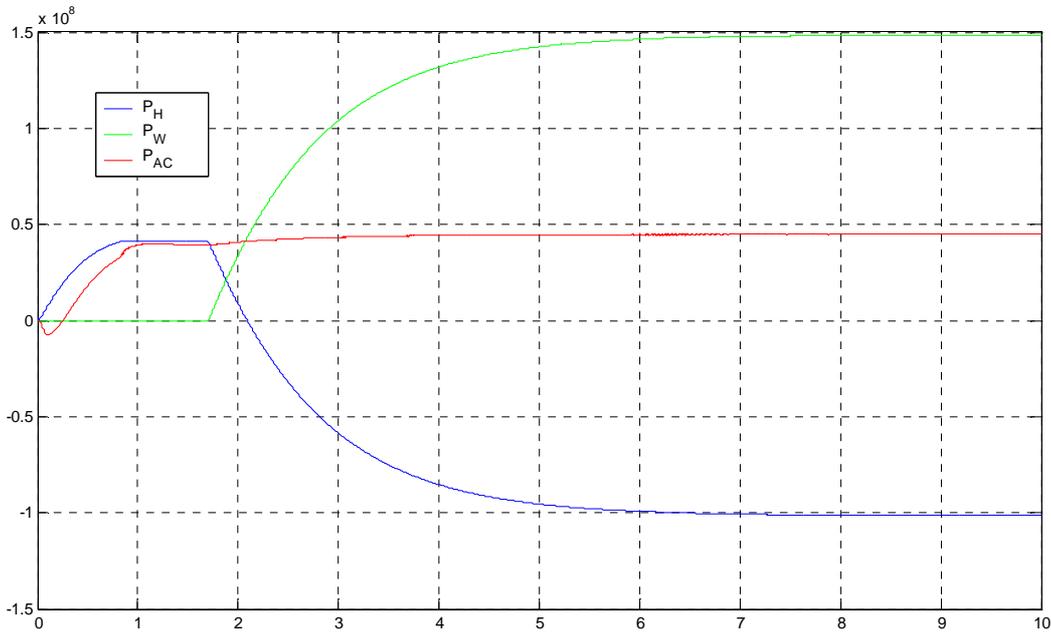


Figura 2.1.9 Andamento durante l'avviamento delle potenze P_W erogata dalla sorgente eolica, P_H erogata dal sistema di gestione dell'idrogeno e P_{AC} assorbita dalla rete in alternata. (In ascissa il tempo in secondi, in ordinata le potenze in Watt)

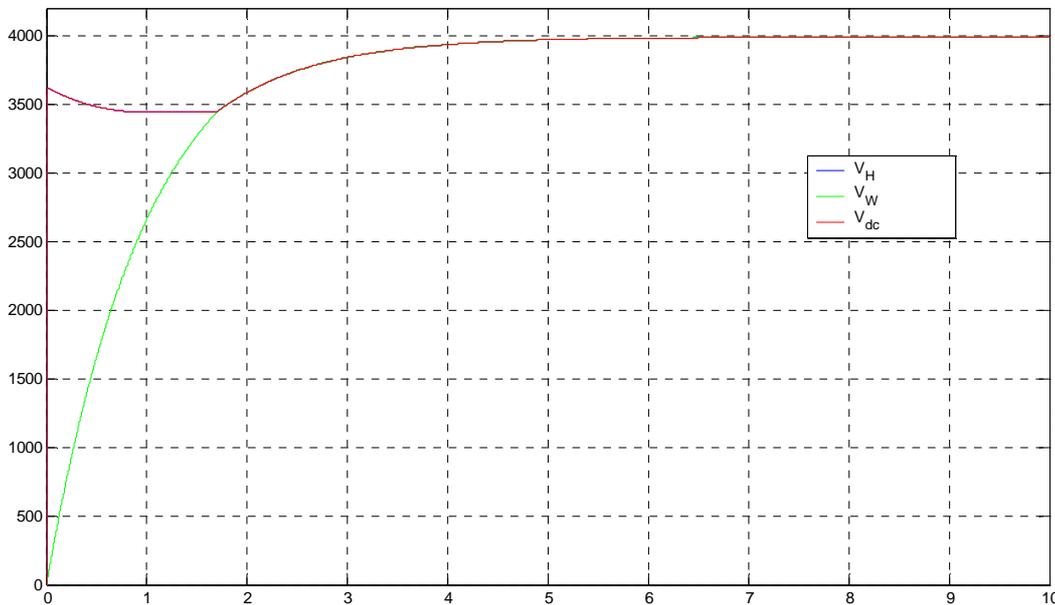


Figura 2.1.10 Andamento durante l'avviamento delle tensioni V_w , V_H e V_{dc} , ai capi della sorgente eolica, del sistema ad idrogeno e del bus DC rispettivamente. (In ascissa il tempo in secondi, in ordinata tensioni in Volt)

Dalla figura 2.1.9 si vede che nella prima parte del transitorio di avviamento tutta la potenza erogata alla rete AC viene sostenuta dal sistema di gestione dell'idrogeno; quando la tensione disponibile ai terminali del sistema dei generatori eolici (proporzionale alla velocità del vento) raggiunge il

valore di tensione del bus DC (vedi figura 2.1.10), la sorgente eolica comincia ad erogare potenza e corrispondentemente si riduce la potenza erogata dal sistema di gestione dell'idrogeno, che diventa negativa a regime. Il valore di regime della potenza erogata dai generatori eolici è uguale a 148 MW; la potenza fornita alla rete a regime è pari a 44.7 MW mentre il sistema ad idrogeno a regime assorbe 101.4 MW. La potenza assorbita dal carico è pari a 24.2 MW; i restanti 20.5 MW sono assorbiti dalla rete che si comporta anch'essa come un carico. Il sistema dissipa complessivamente circa 2 MW. La portata di idrogeno liquido prodotta a regime è pari a 6.7 l/s; 3.5 l/s sono trasmessi all'utente finale attraverso il sistema criogenico della linea superconduttiva mentre i restanti 3.2 l/s sono destinati a creare una riserva locale di idrogeno. Con tale rate di accumulo il sistema è in grado di far fronte ad un'interruzione totale della potenza eolica della durata di 4 ore ogni 24, garantendo comunque, anche durante tale fase, i 48 MW elettrici alla rete e i 3.5 l/s di idrogeno liquido all'utente finale.

Durante il transitorio di avviamento la corrente sul bus DC cresce rapidamente fino a portarsi la valore di regime di 11,8 kA, ripartendosi equamente sui quattro inverter come mostrato dalla figura 2.1.11. A regime la corrente I_{dc} presenta un ripple di ± 1 A rispetto al valore medio (vedi figura 2.1.12). Gli angoli di controllo rimangono fissi valore minimo di 100 gradi per consentire l'aumento della corrente fino a quando questa non raggiunge il valore di regime, dopo di che crescono fino a raggiungere stabilmente un valore attorno ai 120 gradi (vedi figura 2.1.13). Il valore efficace della tensione concatenata e della corrente di linea erogate alla rete sono rispettivamente di 14.2 kV e 2.0 kA.

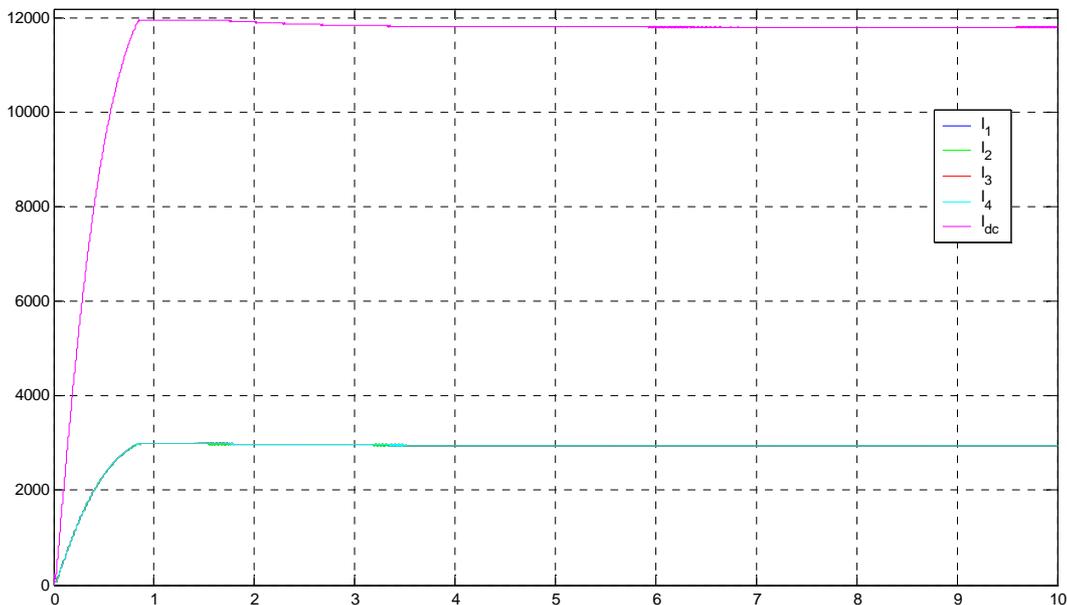


Figura 2.1.11 Andamento durante l'avviamento della corrente I_{dc} nella linea superconduttiva e delle correnti I_1, I_2, I_3, I_4 sul lato DC degli inverter.
(In ascissa il tempo in secondi, in ordinata le correnti in Ampere)

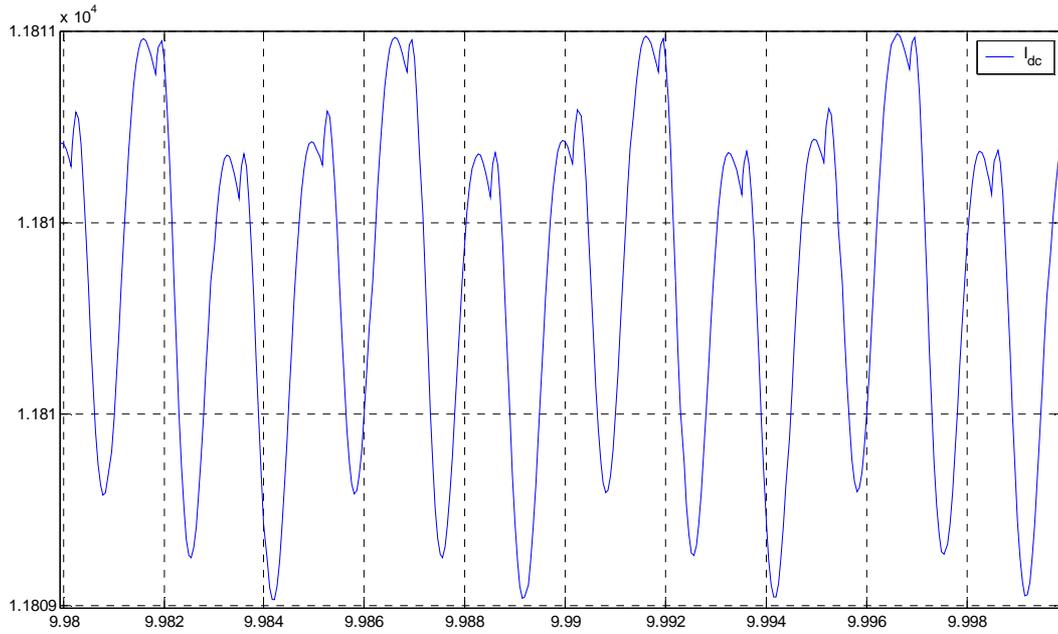


Figura 2.1.12 Andamento della corrente I_{dc} in un intervallo di durata 20 ms a regime.
(In ascissa il tempo in secondi, in ordinata la corrente in Ampere)

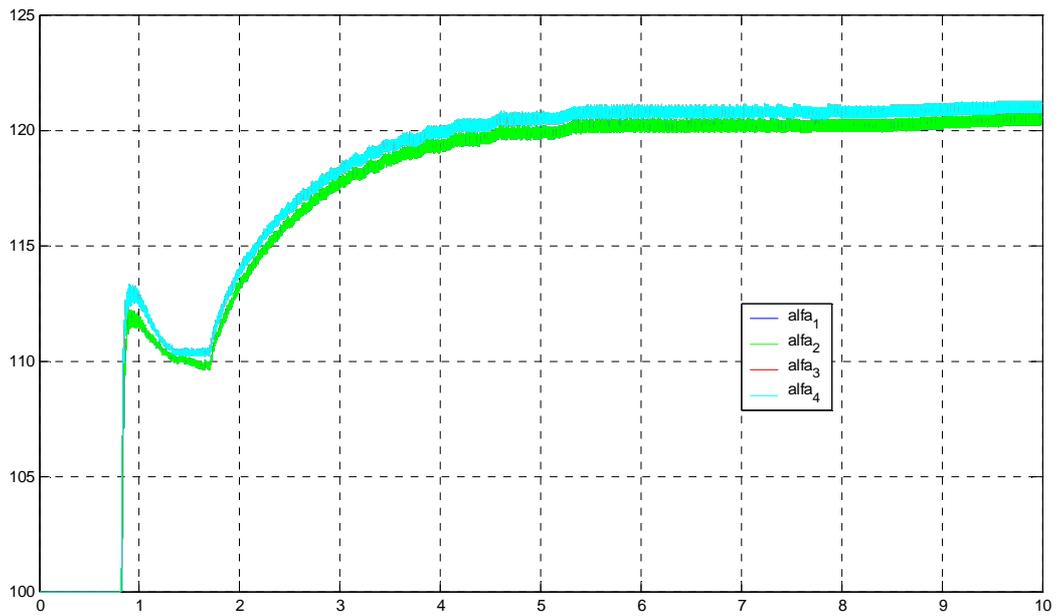


Figura 2.1.13 Andamento durante l'avviamento degli angoli di controllo degli inverter.
(In ascissa il tempo in secondi, in ordinata gli angoli in gradi)

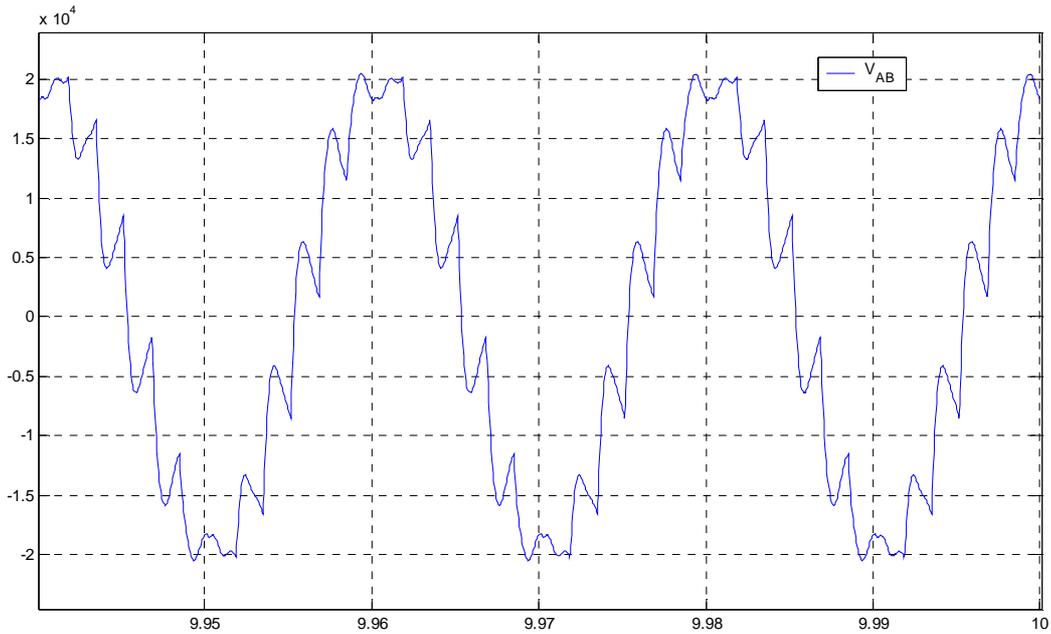


Figura 2.1.14 Andamento della tensione concatenata tra le fasi A e B sulle barre di collegamento durante 60 ms a regime.
(In ascissa il tempo in secondi, in ordinata la tensione in Volt)

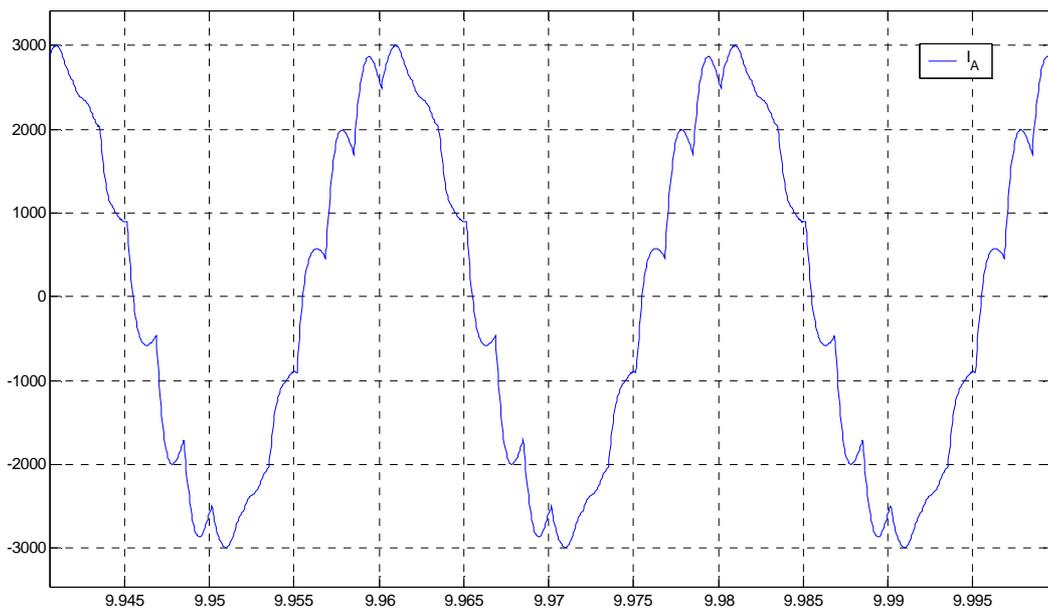


Figura 2.1.15 Andamento della corrente nella fase A durante 60 ms a regime.
(In ascissa il tempo in secondi, in ordinata la corrente in Ampere)

b. perturbazione sulla potenza eolica

Si studia ora il caso in cui, a causa di una variazione della potenza eolica disponibile, in un certo intervallo di tempo la tensione impressa dalle sorgenti eoliche subisca una perturbazione sinusoidale di ampiezza 1000 V e periodo 4 s rispetto al valore di regime $E_W = 4210$ V, i.e.

$$E_W^{perturbazione}(t) = 4210 - 750 \sin(2\pi 0.5t) \quad (2.1.8)$$

La figura 2.1.16 mostra l'andamento, durante la perturbazione, della potenza P_W erogata dalla sorgente eolica, della potenza P_H erogata dal sistema di generazione ad idrogeno e della potenza P_{AC} assorbita dalla rete in media tensione. La figura 2.1.17 mostra l'andamento delle tensioni V_w , V_H e V_{dc} , ai capi della sorgente eolica, del sistema di generazione ad idrogeno e del bus DC rispettivamente. La figura 2.1.18 mostra l'andamento nel tempo della corrente I_{dc} che circola nella linea superconduttiva e delle correnti I_1 , I_2 , I_3 e I_l sul lato DC degli inverter. La figura 2.1.19 mostra l'andamento nel tempo degli angoli di controllo dei quattro inverter. Le figure 2.1.20 e 2.1.21 infine, mostrano l'andamento, durante la perturbazione, del valore efficace della tensione concatenata tra le fasi A e B sulle barre di collegamento del sistema alla rete e della corrente che circola nella fase A.

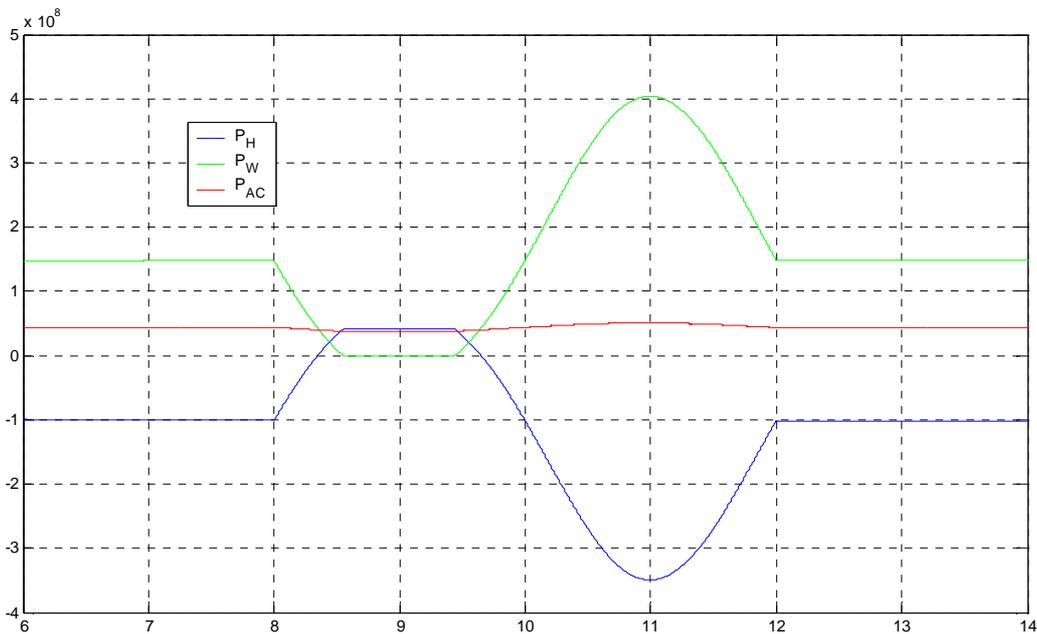


Figura 2.1.16. Andamento durante la perturbazione delle potenze P_W erogata dalla sorgente eolica, P_H erogata dal sistema di gestione dell'idrogeno e P_{AC} assorbita dalla rete in alternata. (In ascissa il tempo in secondi, in ordinata le potenze in Watt)

Dalla figura 2.1.16 si vede che al diminuire della potenza immessa nel sistema dalla sorgente eolica la potenza assorbita dall'idrogeno diminuisce fino ad invertirsi, cioè a diventare erogata, quando la potenza del vento non è più sufficiente a garantire il fabbisogno della rete. Al diminuire della sua tensione al di sotto del valore imposto dal generatore ad idrogeno (vedi figura 2.1.17), la corrente erogata dalla sorgente eolica si interrompe, grazie alla presenza del diodo D1, per evitare che essa assorba potenza dal sistema; in questa fase il generatore ad idrogeno si fa carico integralmente delle perdite del sistema e della potenza trasmessa alla rete, che rimane costante. Successivamente, grazie all'aumento della potenza disponibile dal vento, la tensione della sorgente eolica supera il valore imposto dal generatore ad idrogeno e comincia di nuovo a fornire potenza al sistema, riducendo gradualmente la potenza erogata da quest'ultimo, fino a riportarlo nella condizione nominale in cui assorbe potenza. A seguito dell'ulteriore aumento della potenza immessa dalla sorgente eolica la sorgente ad idrogeno aumenta il suo assorbimento (e conseguentemente la portata di idrogeno prodotta), mantenendo così approssimativamente costante il livello di potenza fornita alla rete, la cui fluttuazione complessiva durante tutta la perturbazione è compresa tra il -13% e il +16%. Grazie

all'intervento del sistema che regola gli angoli di controllo degli inverter nel modo riportato in figura 2.1.19 (ad una diminuzione dell'angolo di controllo corrisponde un aumento della corrente del bus DC e viceversa), la corrente sul lato in continua (e su ognuno dei quattro inverter) subisce fluttuazioni comprese tra il -1.4% e il $+1.2\%$ (vedi figura 2.1.18). Le fluttuazioni sul valore efficace della corrente immessa nella rete sono comprese tra il -5.7% e il $+3.7\%$, mentre le fluttuazione sul valore efficace della tensione sulle barre di connessione sono comprese tra il -12.7% e il $+16.2\%$.

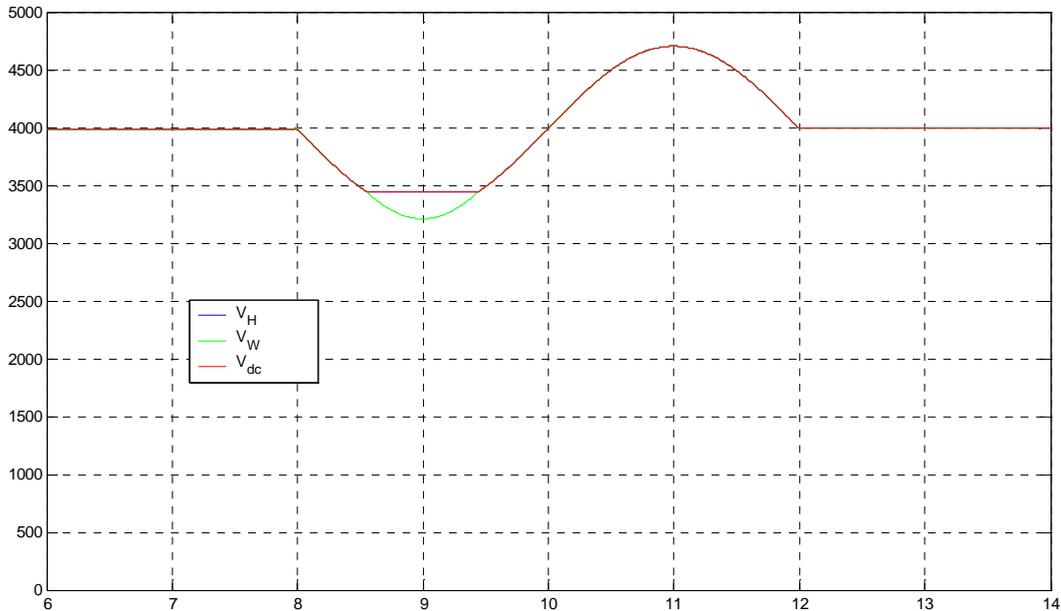


Figura 2.1.17. Andamento durante la perturbazione delle tensioni V_w , V_H e V_{dc} , ai capi della sorgente eolica, del sistema ad idrogeno e del bus DC rispettivamente. (In ascissa il tempo in secondi, in ordinata le tensioni in Volt)

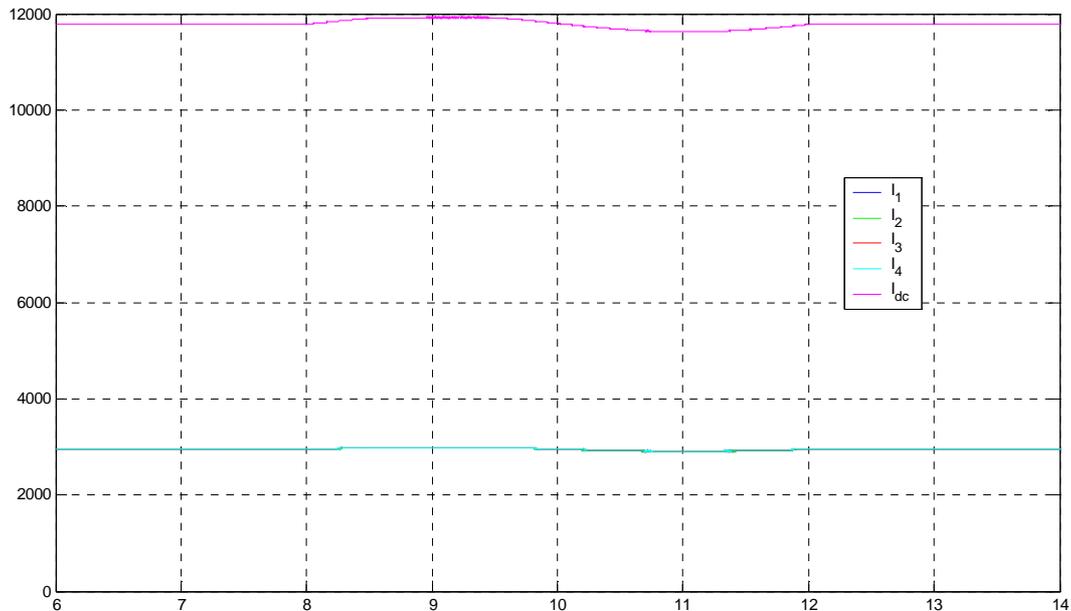


Figura 2.1.18 Andamento della corrente I_{dc} nella linea superconduttiva e delle correnti I_1 , I_2 , I_3 , I_4 sul lato DC degli inverter durante la perturbazione. (In ascissa il tempo in secondi, in ordinata le correnti in Ampere)

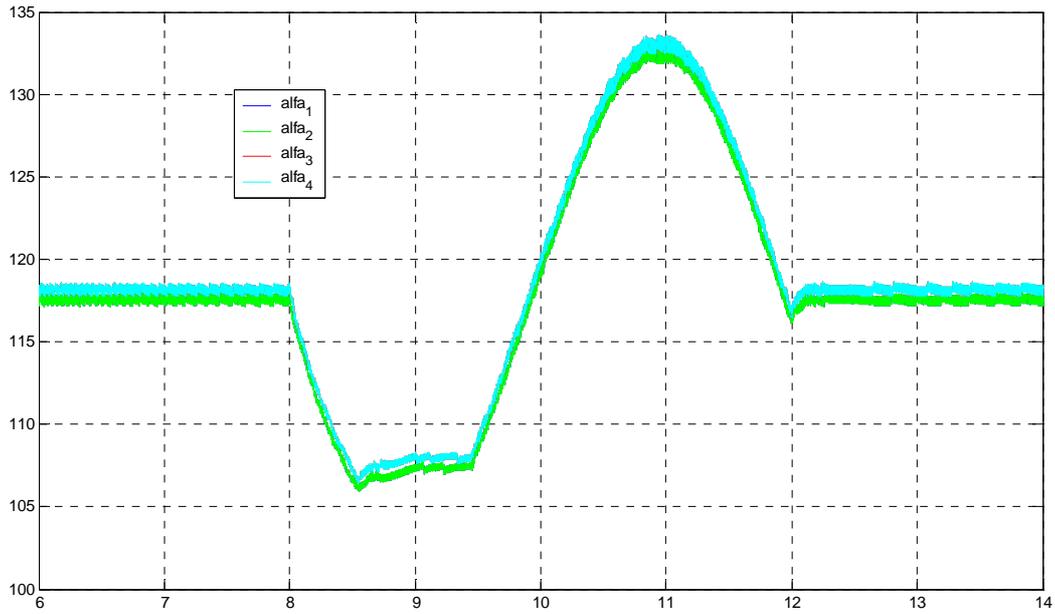


Figura 2.1.19 Andamento degli angoli di controllo degli inverter durante la perturbazione.
(In ascissa il tempo in secondi, in ordinata gli angoli in gradi)

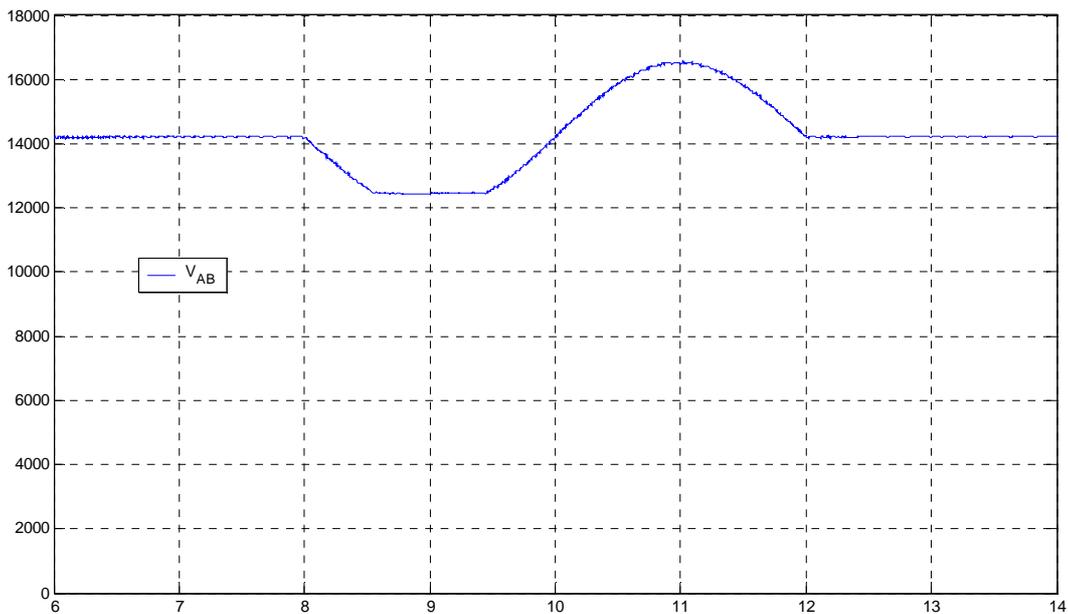


Figura 2.1.20 Valore efficace della tensione concatenata tra le fasi A e B
sulle barre di collegamento durante la perturbazione.
(In ascissa il tempo in secondi, in ordinata la tensione in Volt)

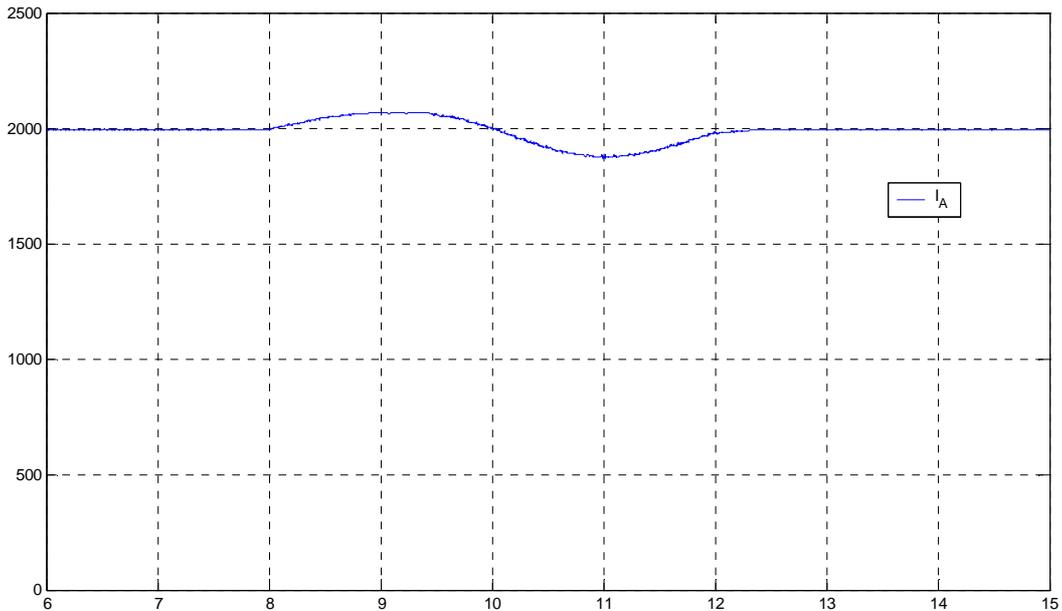


Figura 2.1.21 Valore efficace della corrente nella fase A durante la perturbazione. (In ascissa il tempo in secondi, in ordinata la corrente in Ampere)

c. distacco della rete

Si studia ora il caso in cui, a partire dalla condizione di funzionamento di regime, avvenga un distacco della rete. La figura 2.1.22 mostra l'andamento, prima e dopo il distacco della rete (che avviene all'istante $t = 7$ s), della potenza P_W erogata dalla sorgente eolica, della potenza P_H erogata dal sistema di gestione dell'idrogeno, della potenza P_{AC} globalmente trasmessa al sistema in media tensione e della potenza P_L assorbita dal carico. La figura 2.1.23 mostra l'andamento nel tempo della corrente I_{dc} che circola nella linea superconduttiva e delle correnti I_1, I_2, I_3 e I_l sul lato DC degli inverter. Le figure 2.1.24 e 2.1.25 infine, mostrano l'andamento del valore efficace della tensione concatenata tra le fasi A e B sulle barre di collegamento del sistema alla rete e della corrente che circola nella fase A.

Dalla figura 2.1.22 si vede che a seguito del distacco della rete la potenza globalmente trasmessa al sistema in media tensione subisce un'a riduzione di circa 20 MW; tuttavia la tensione ai capi del carico (vedi figura 2.1.24) e conseguentemente la potenza da esso assorbita rimangono inalterate. Le differenze nella corrente (vedi figura 2.1.25) e nella potenza erogate al sistema in media tensione prima e dopo del distacco sono pari rispettivamente alla corrente e alla potenza assorbita dalla rete, che in condizioni di regime si comporta da carico. La variazione di corrente erogata al sistema in media tensione si riflette in una variazione della corrente sul lato DC del sistema (e in ingresso ai singoli inverter), come mostrato in figura 2.1.23.

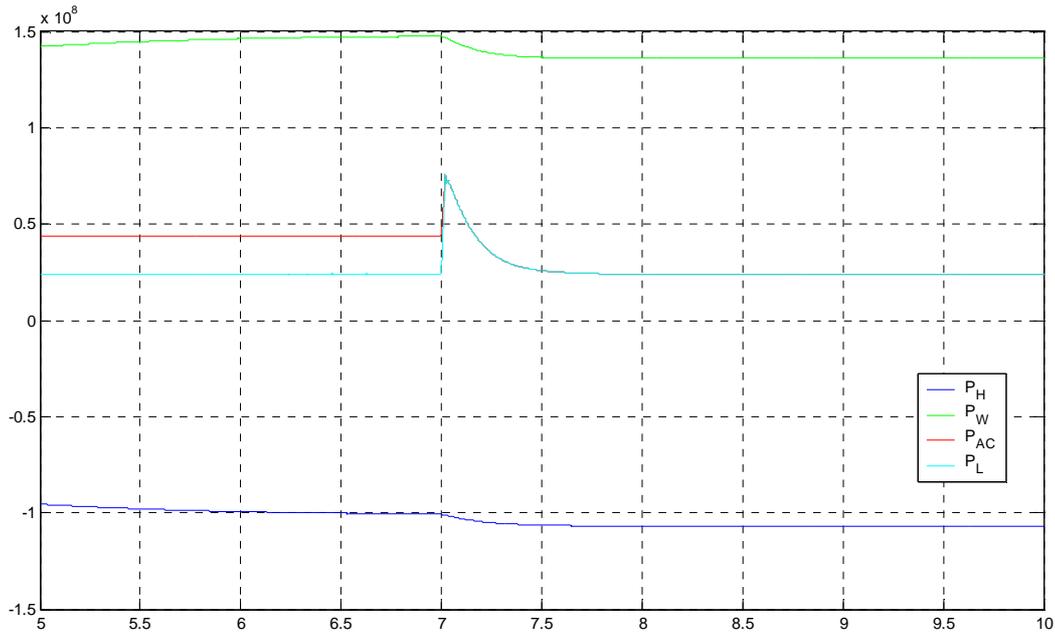


Figura 2.1.22. Andamento, prima e dopo il distacco della rete, delle potenze P_W erogata dalla sorgente eolica, P_H erogata dal sistema di gestione dell'idrogeno, P_{AC} trasmessa al sistema in alternata e P_L assorbita dal carico. (In ascissa il tempo in secondi, in ordinata le potenze in Watt)

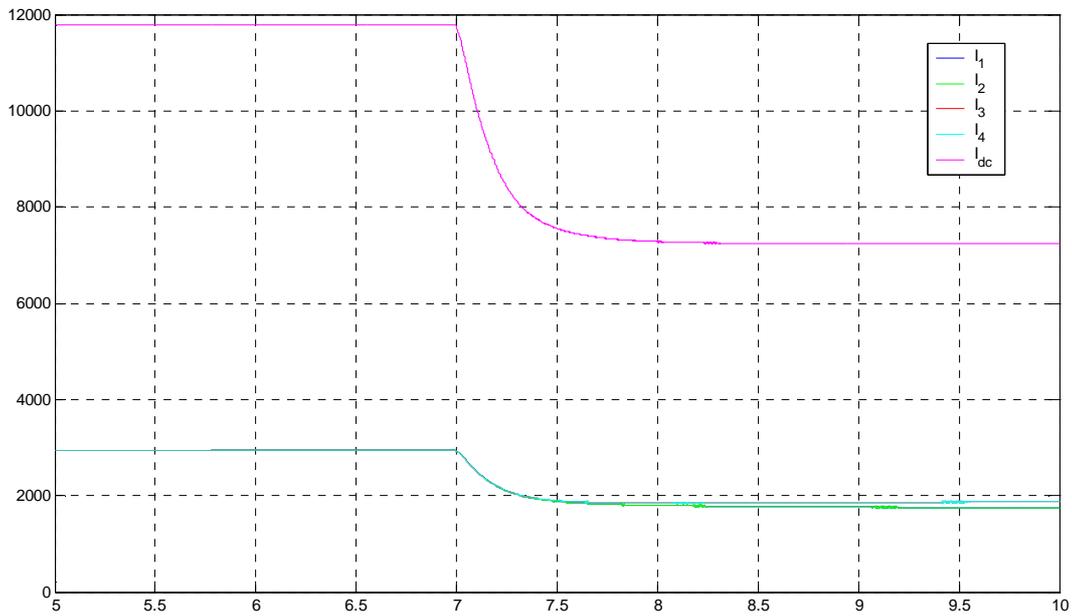


Figura 2.1.23 Andamento della corrente I_{dc} nella linea superconduttiva e delle correnti I_1, I_2, I_3, I_4 sul lato DC degli inverter prima e dopo il distacco della rete. (In ascissa il tempo in secondi, in ordinata le correnti in Ampere)

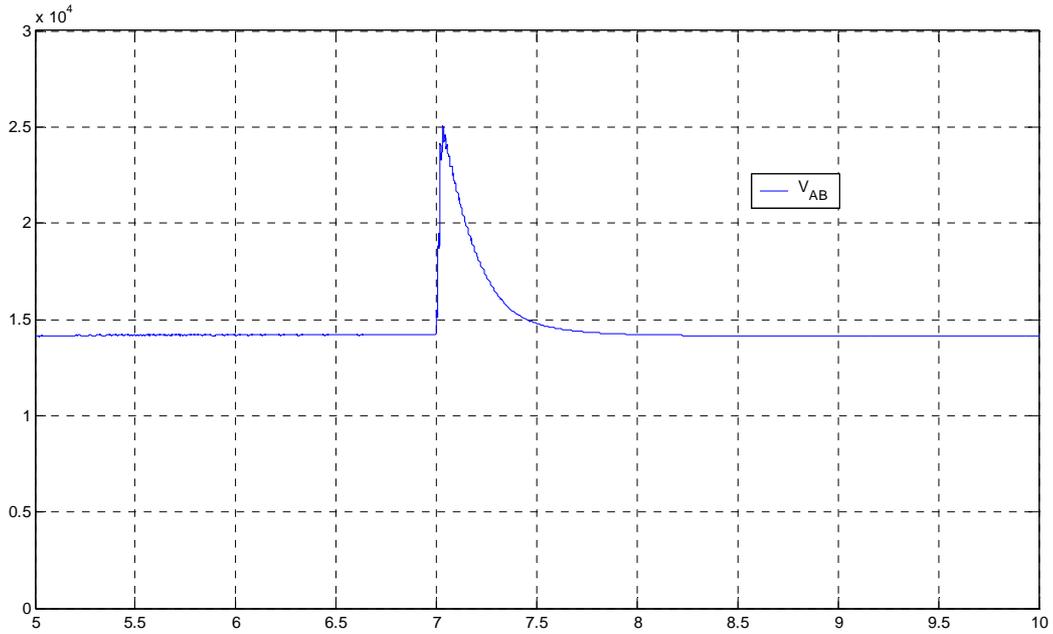


Figura 2.1.24 Valore efficace della tensione concatenata tra le fasi A e B sulle barre di collegamento prima e dopo il distacco della rete.
(In ascissa il tempo in secondi, in ordinata la tensione in Volt)

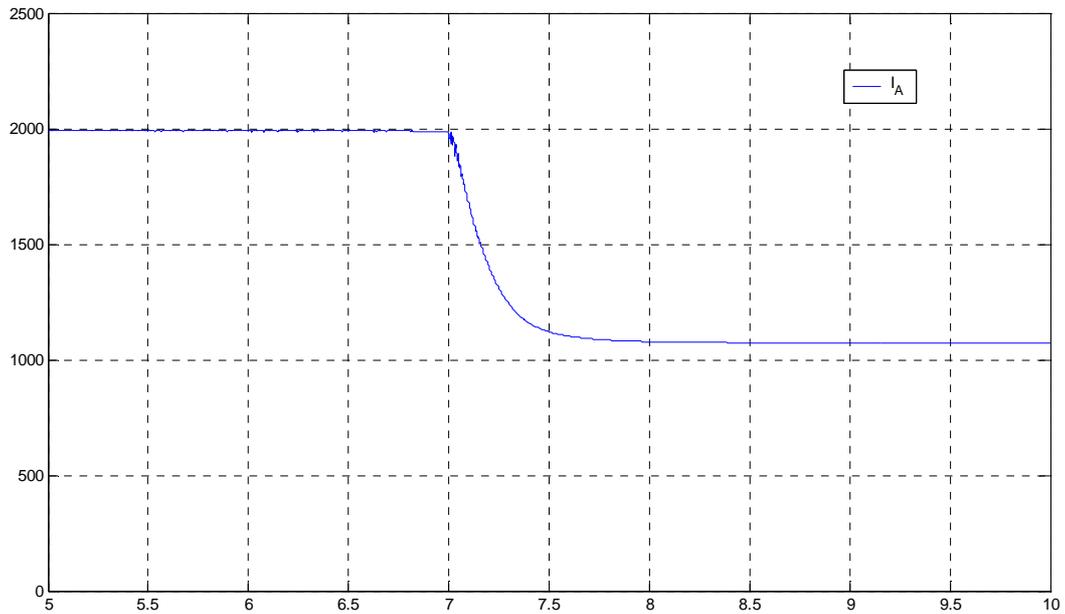


Figura 2.1.25 Valore efficace della corrente nella fase A durante la perturbazione.
(In ascissa il tempo in secondi, in ordinata la corrente in Ampere)

2.2.2 Modello 2.

Il modello utilizzato per simulare in ambiente simulink il sistema mostrato in figura 2.1.1, senza tenere conto dei fenomeni legati alle commutazioni, per simulare quindi rapidamente transitori con scale di tempi molto maggiori del tempo di commutazione del GTO, è mostrato nella figura 2.2.14.

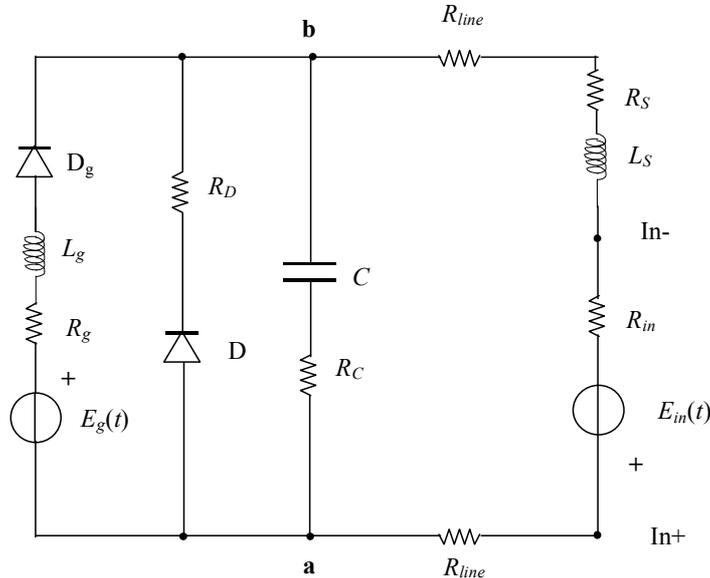


Figura 2.2.14 Modello 2. Modello del sistema in ambiente Simulink di Matlab, utilizzato per valutare le proprietà del sistema su tempi molto maggiori di quelli di commutazione.

La sorgente di energia rinnovabile viene simulata mediante un generatore di tensione con tensione impressa E_g variabile nel tempo con legge nota (dipendente dalla variazione nel tempo della velocità del vento e/o della intensità di radiazione solare), con in serie un resistore con resistenza R_g ed un induttore con induttanza L_g . Il cavo superconduttore viene modellato con un resistore con resistenza R_{line} . Il gruppo degli inverter e degli SMES, viene modellato mediante un generatore di tensione con tensione impressa E_{in} , un resistore con resistenza R_{in} ed un induttore con induttanza L_s , collegati in serie. Il valore dei parametri utilizzati nella simulazione, che si riferisce al caso di quattro inverter in serie-parallelo (vedi figura 2.1.6), è riportato nella tabella 2.2.1; le forme d'onda delle grandezze principali sono riportate nelle figure 2.2.15 ÷ 2.2.21. La tensione a vuoto nominale del generatore (8457 V) è tale da fare circolare, in regime nominale, la corrente nominale (6000 A) sulla linea. In condizioni perturbate, cui si riferiscono i risultati della simulazione sotto riportati, alla tensione a vuoto nominale viene aggiunto un disturbo sinusoidale di frequenza 0.01 Hz, ed ampiezza 1000 V (vedi figura 2.2.21).

Tabella 2.2.3. Valori dei parametri del circuito nella figura 2.2.14

E_g	8457 V
R_g	0.001 Ω
L_g	10^{-6} H
R_{linea}	0.025 Ω
R_s	0.01 Ω
L_s	0.5 H
R_i	0.01 Ω

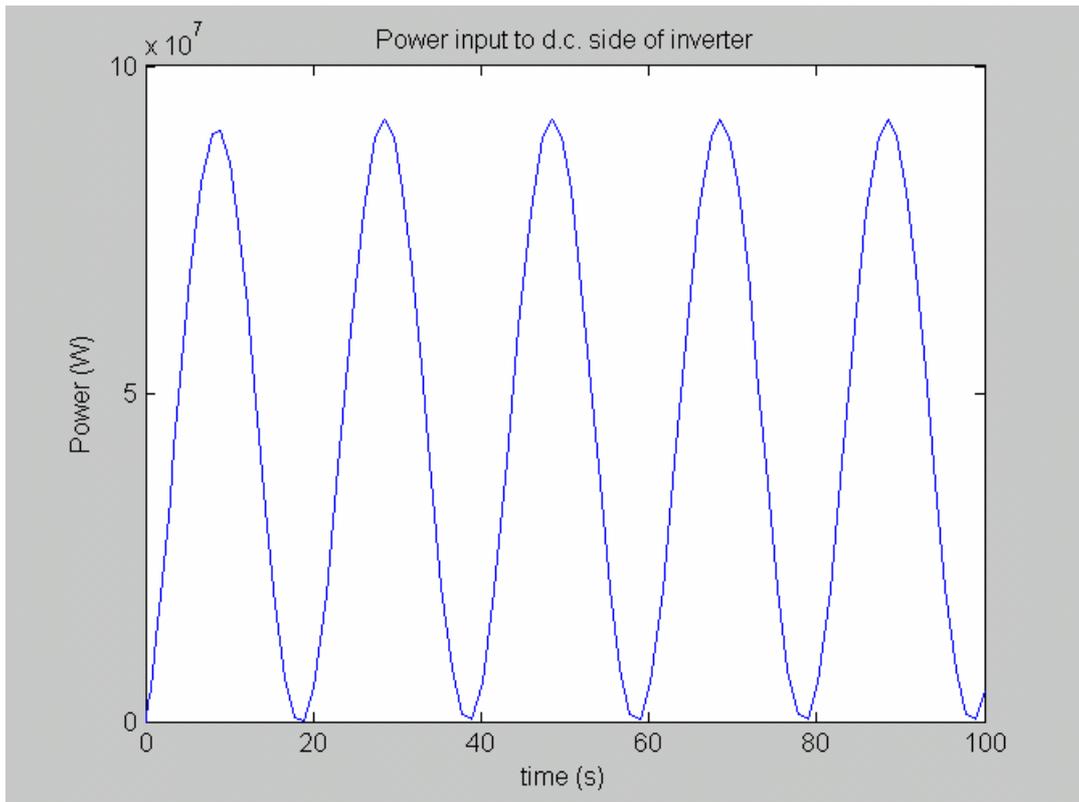


Figura 2.2.15. Potenza assorbita dal lato d.c dell'inverter (calcolata dal modello 2 in presenza di una tensione dei generatori eolici perturbata)

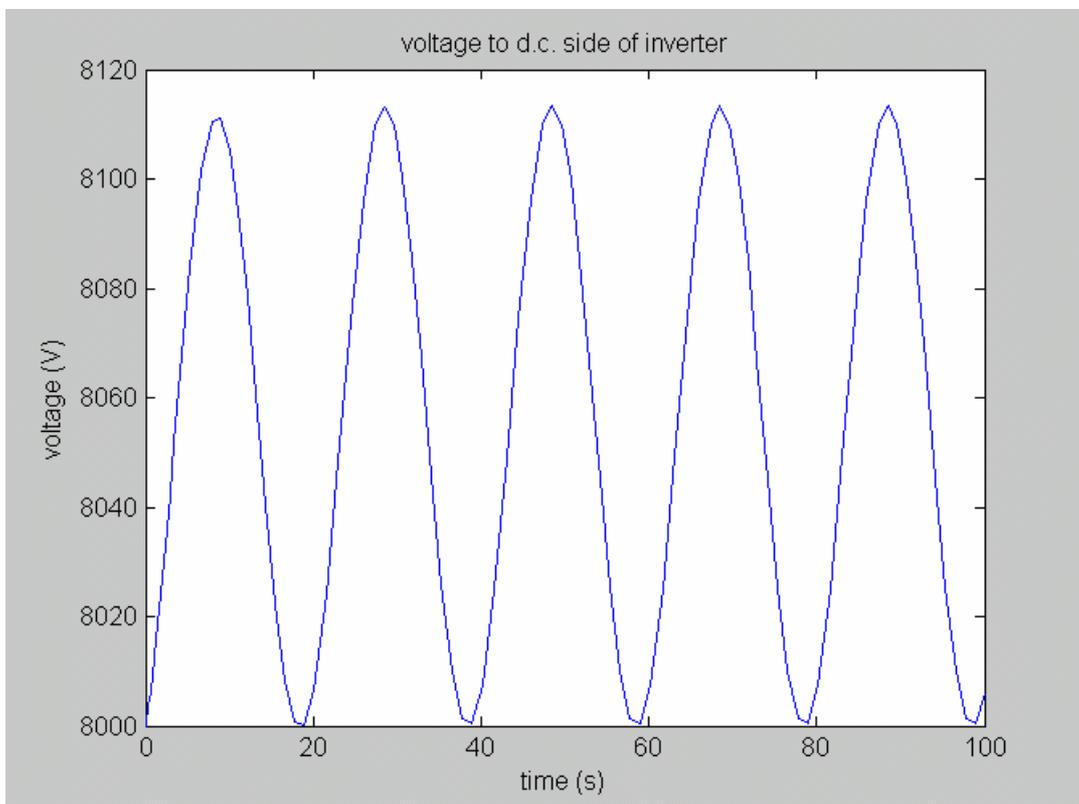


Figura 2.2.16. Tensione dal lato d.c dell'inverter (calcolata dal modello 2 in presenza di una tensione dei generatori eolici perturbata)

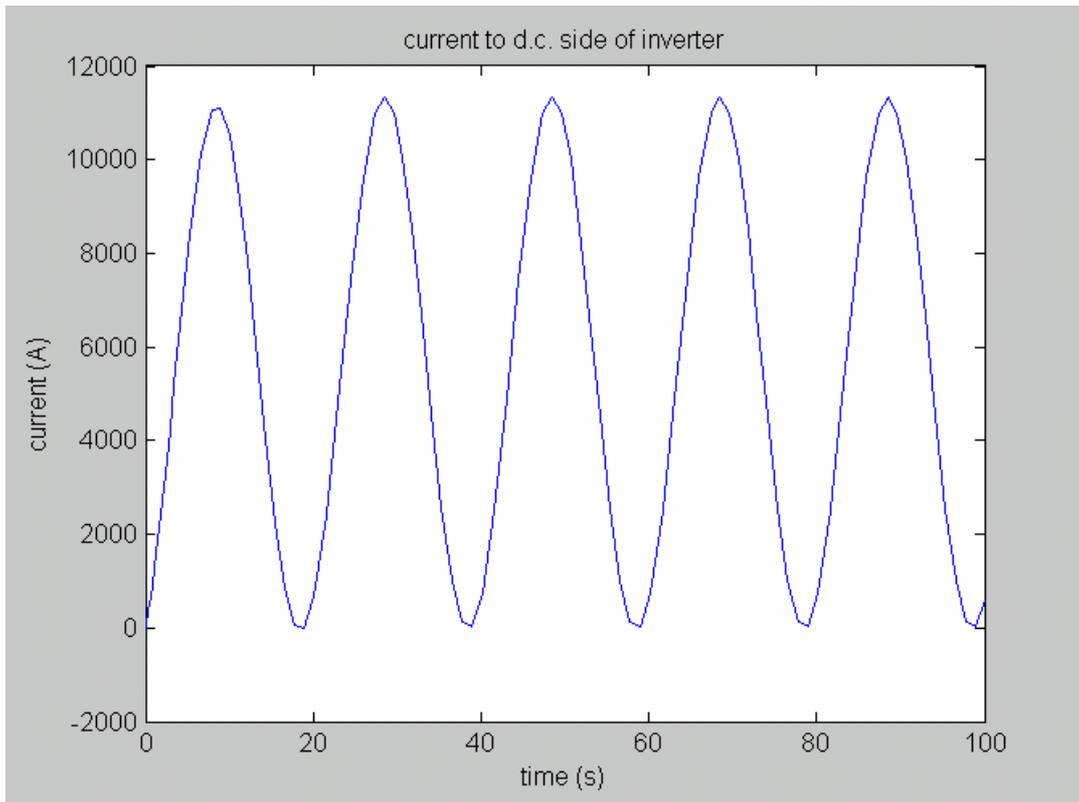


Figura 2.2.17 Corrente dal lato d.c dell'inverter (calcolata dal modello 2 in presenza di una tensione dei generatori eolici perturbata)

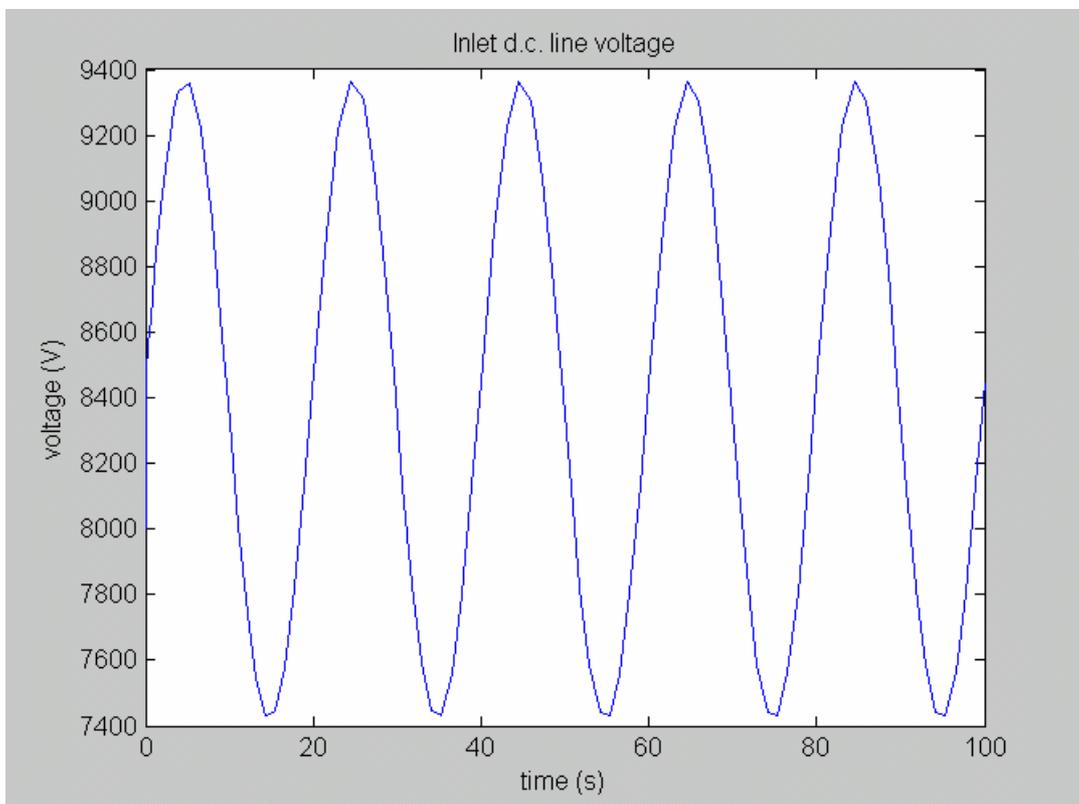


Figura 2.2.18 Tensione della rete d.c. (calcolata dal modello 2 in presenza di una tensione dei generatori eolici perturbata)

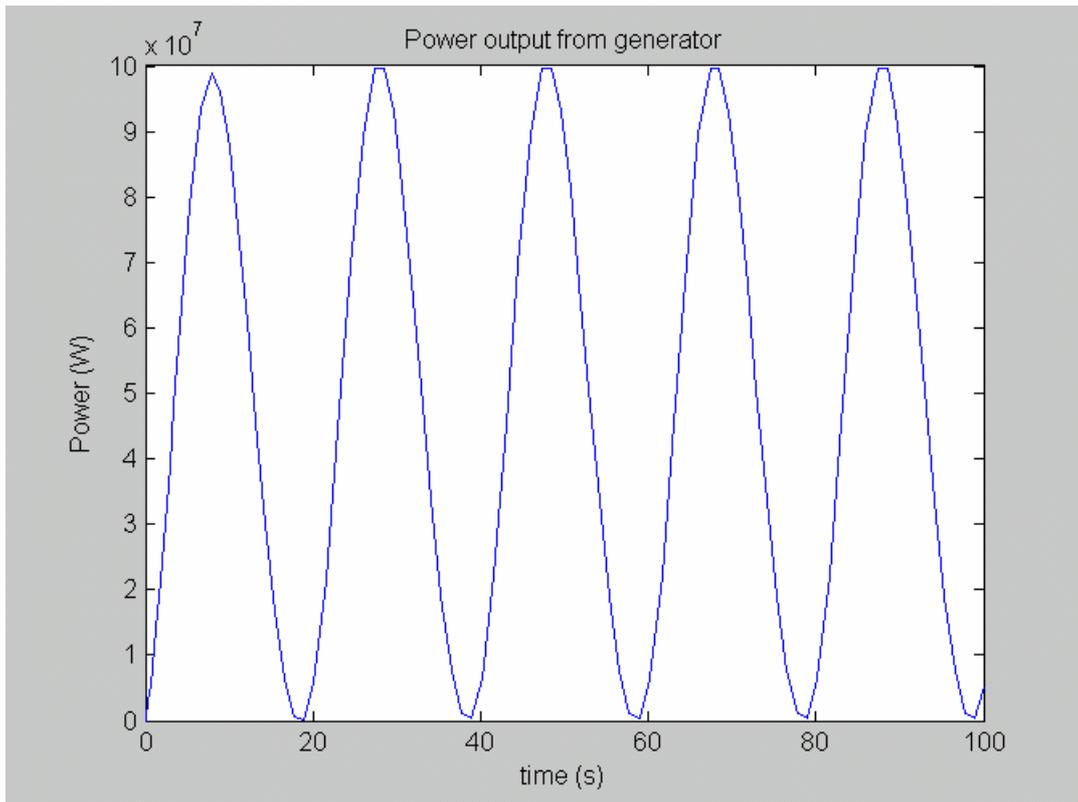


Figura 2.2.19 Potenza erogata dai generatori eolici (calcolata dal modello 2 in presenza di una tensione dei generatori eolici perturbata)

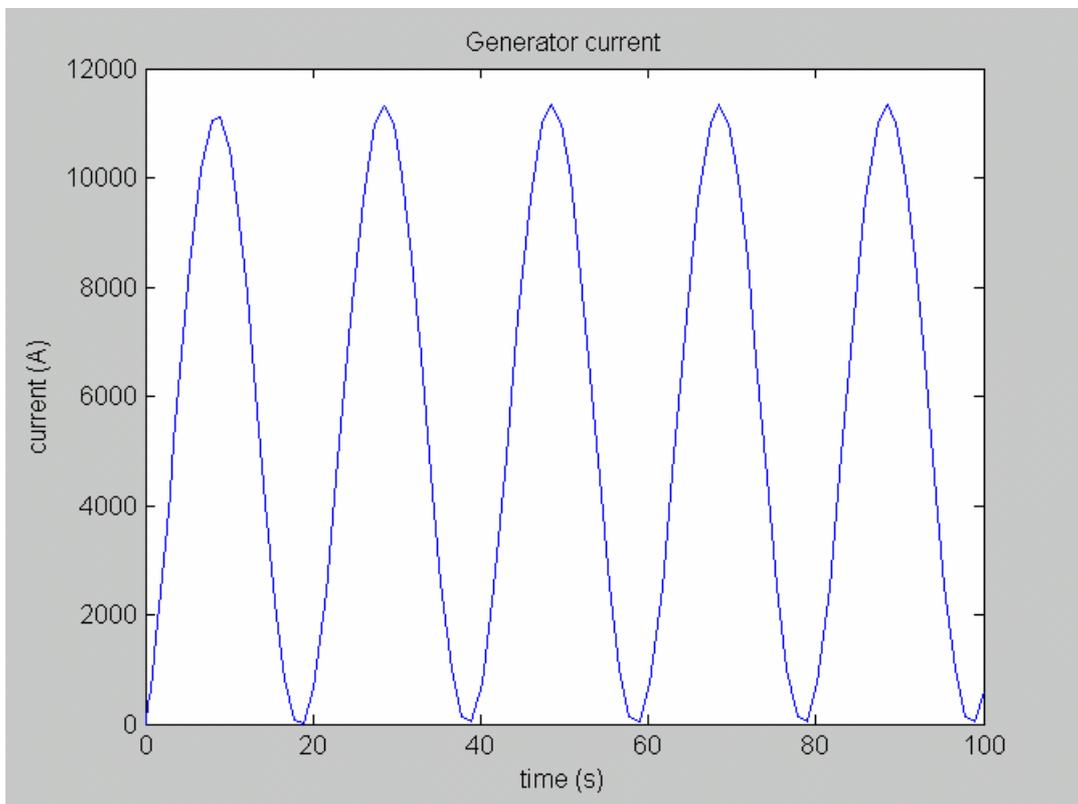


Figura 2.2.20 Corrente erogata dai generatori eolici (calcolata dal modello 2 in presenza di una tensione dei generatori eolici perturbata)

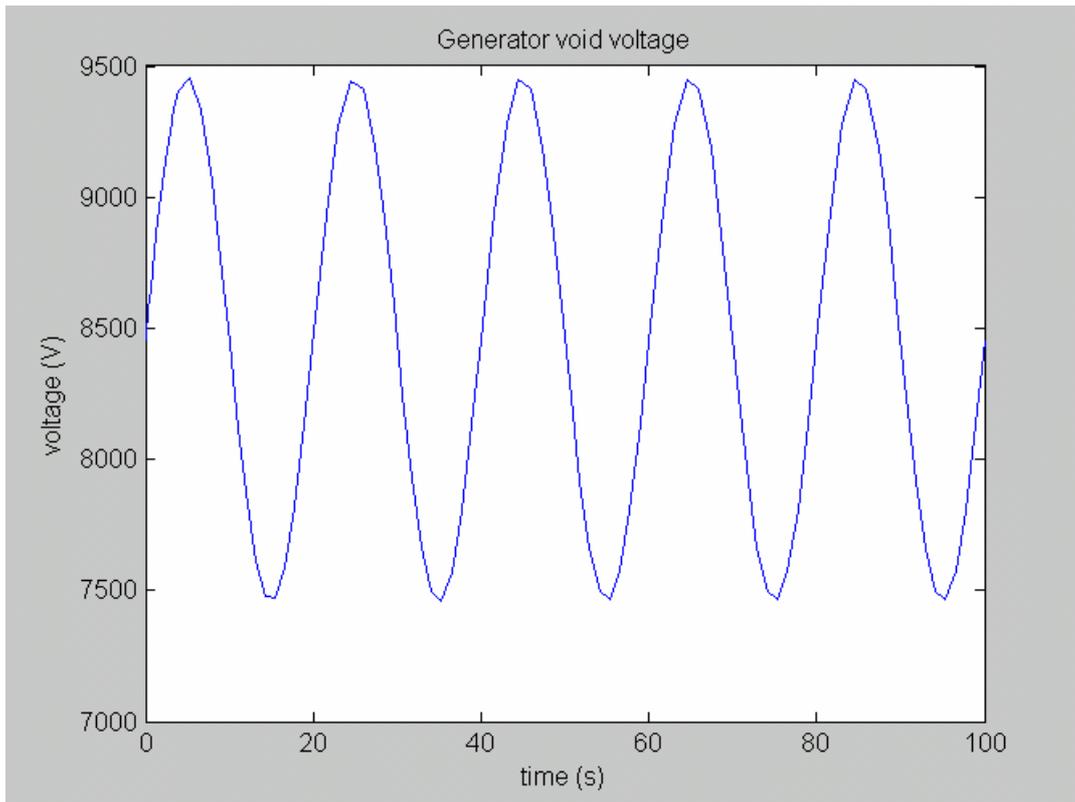


Figura 2.2.21 Tensione a vuoto perturbata dei generatori eolici

È da notare come il sistema, senza nessun controllo sia in grado di seguire le variazioni della potenza in uscita dal generatore limitando le variazioni di tensione in ingresso all'inverter. Sembra quindi che, nell'ipotesi di volere controllare il sistema per cercare di mantenere costante la tensione sull'inverter, non sia necessario alcun controllo dell'inverter stesso, se non per limitare il valore massimo della corrente nel campo di valori ammissibili per i GTO dell'inverter.

È inoltre da notare che il condensatore, ha lo scopo principale di controllare la tensione all'uscita del generatore, nei tempi brevi (i tempi di commutazione del ponte raddrizzatore presente nel generatore (se di tipo eolico), e non modifica la dinamica del sistema per tempi lunghi rispetto ai tempi di commutazione dei tiristori. Infatti la stessa simulazione per il sistema che differisce dal precedente solo per l'assenza del ramo contenente il condensatore, fornisce gli stessi risultati.

2.3 Stabilità nell'Interazione con la Rete

L'attività riguarda l'analisi del comportamento del sistema nell'interazione con la rete AT. È stato sviluppato in ambiente EMTP, che si è riconosciuto essere quello più adatto, un modello di rete AT (Fig. 2.3.1 - Fig. 2.3.3) che comprende due gruppi di generazione tipici di centrali elettriche convenzionali, dei carichi convenzionali ed un dispositivo di interfaccia (Fig. 2.3.4) che prevede il GRTN per interfacciare la rete con le fonti rinnovabili; a tale sistema è stato collegato il modello del sistema descritto nella sezione 2.1.3, sviluppato in ambiente EMTP.

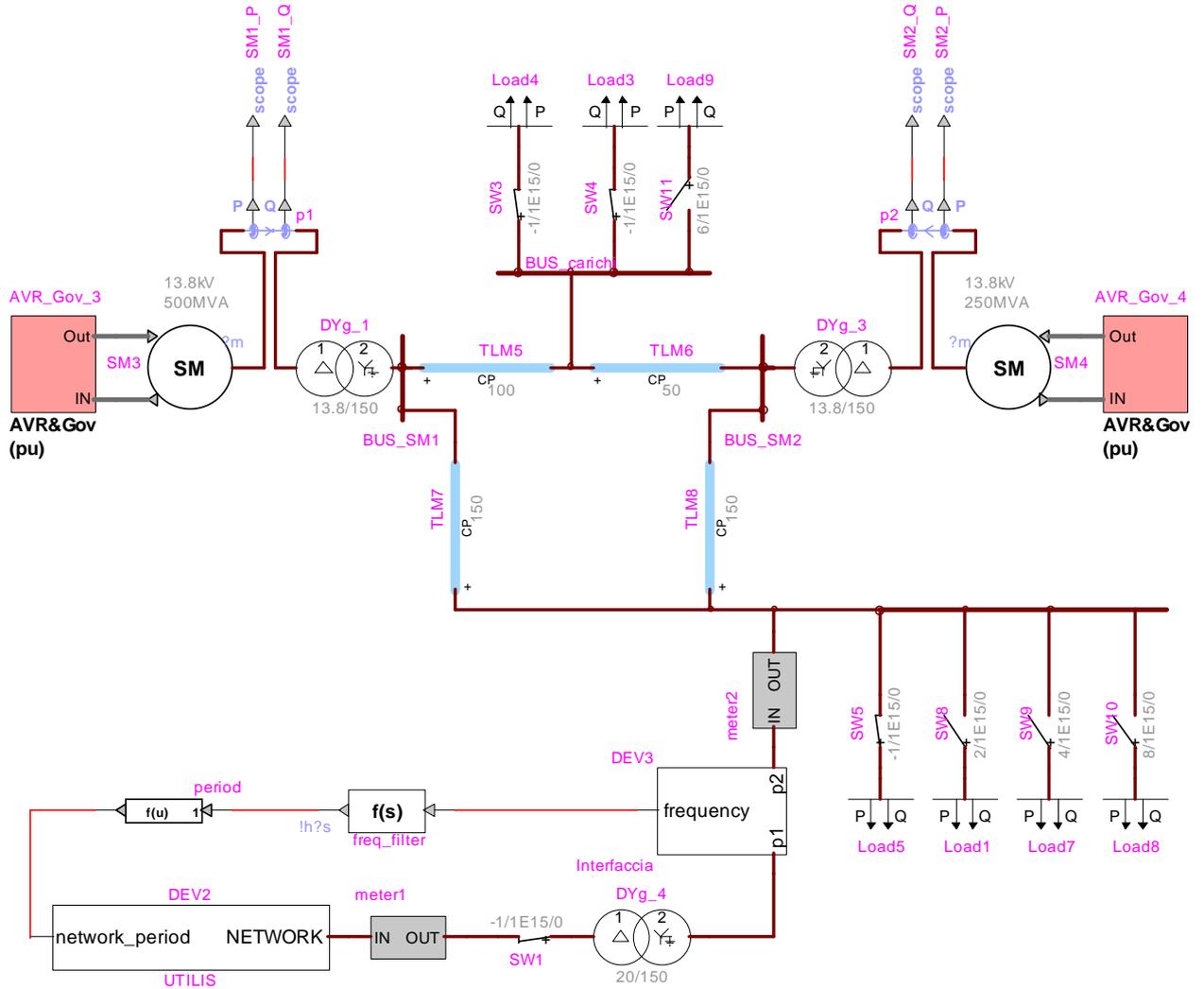


Figura 2.3.1 - Topologia della rete a 150 kV simulata (le lunghezze delle linee sono in km)

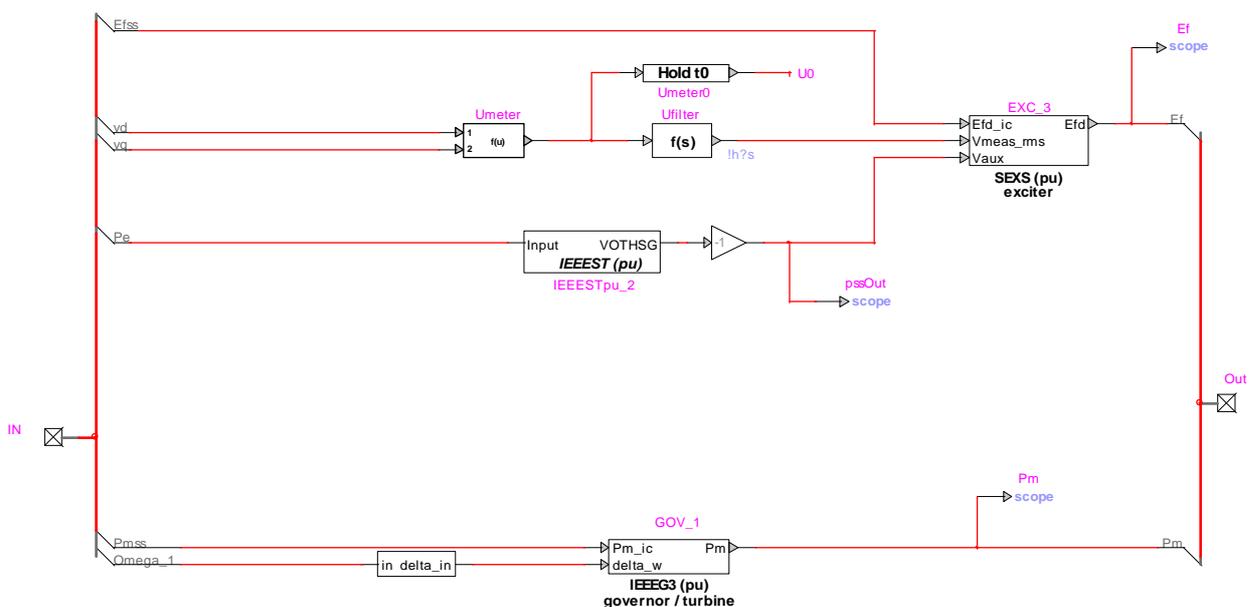


Figura 2.3.2 - Sistema di regolazione della tensione e della frequenza dei generatori G1 e G2

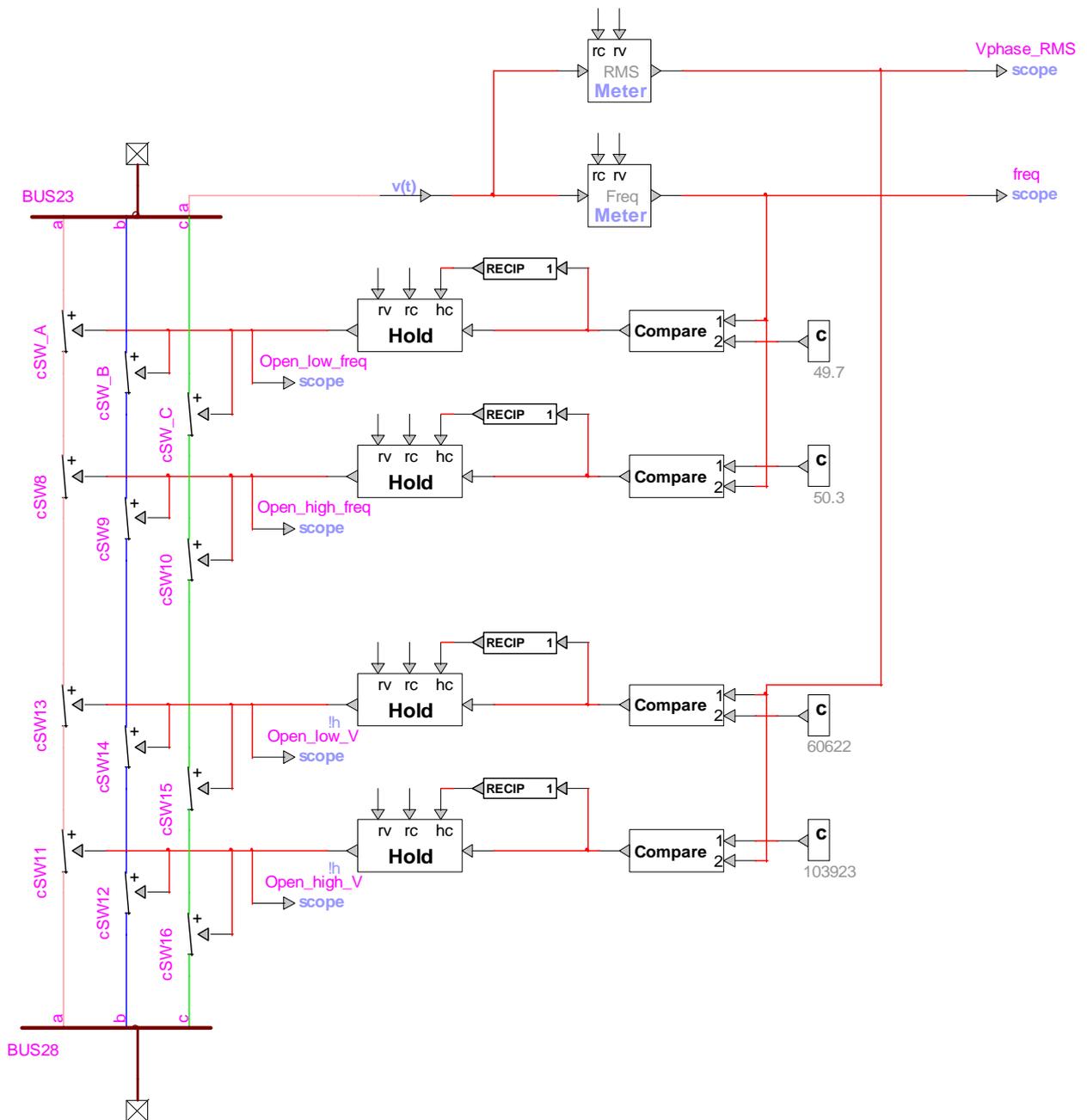


Figura 2.3.3 - Schema del dispositivo di interfacciamento con la rete del sistema di generazione da fonte rinnovabile (limiti in frequenza pari a 49.7 e 50.3 Hz, limiti in tensione pari a 0.7 Vn e 1.2 Vn)

La sorgente di energia rinnovabile è costituita da un campo di generatori eolici (la sorgente di energia rinnovabile potrebbe anche essere un campo fotovoltaico); ciascun generatore fornisce potenza elettrica in corrente continua ed è collegato in parallelo al condensatore C_1 , come mostrato nella figura 2.3.4. È inoltre presente un sistema di accumulo della energia costituito da un generatore di idrogeno gassoso, che utilizza l'elettrolisi dell'acqua, ed una cella combustibile reversibile. In parallelo al condensatore C_1 è inoltre collegato un diodo di ricircolo ed un resistore avente un elevato valore di resistenza; questi componenti conducono solo in condizioni di guasto, contribuendo alla dissipazione in sicurezza della energia accumulata nella linea e negli SMES collegati in serie alla linea.

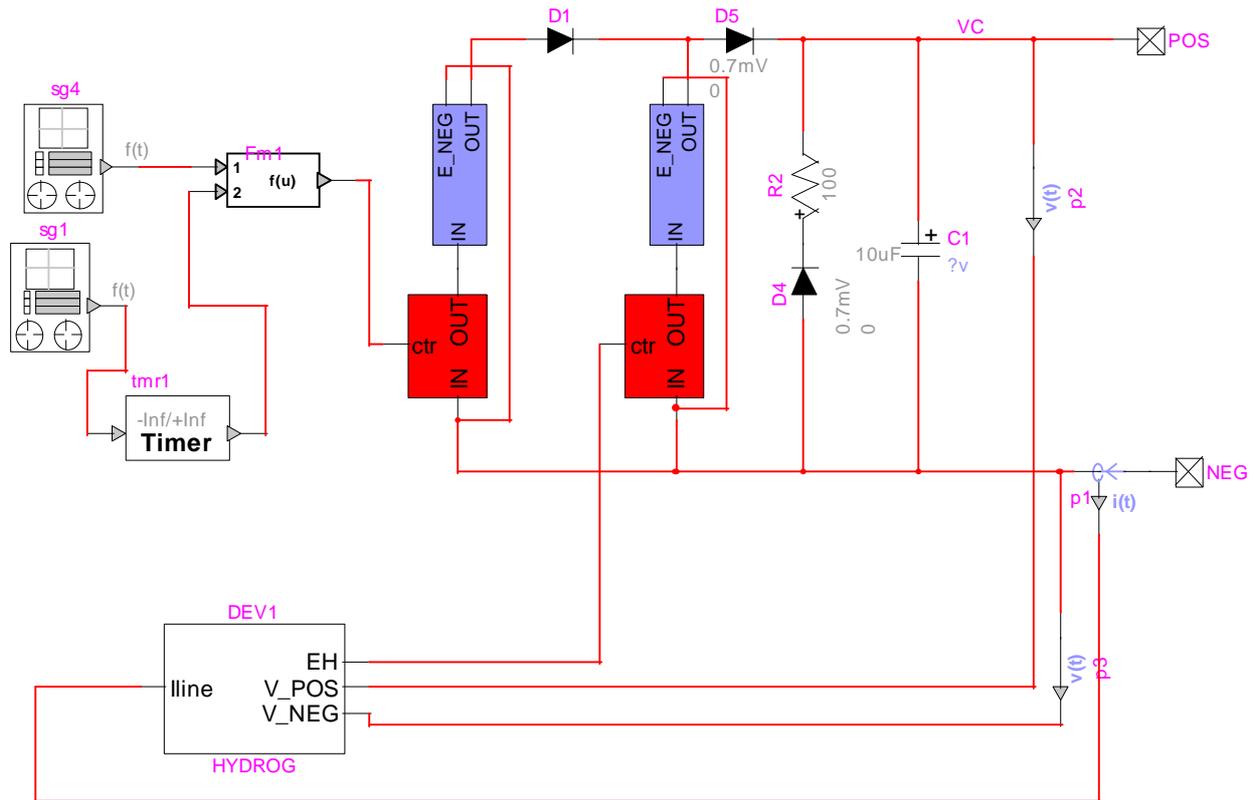


Figura 2.3.4 Schema del sistema di generazione da fonte rinnovabile & stoccaggio di idrogeno.

La sorgente di energia rinnovabile fornisce potenza elettrica in corrente continua ai terminali POS e NEG del sistema illustrato in figura 2.3.5, (tensione nominale DC: 4 kV, corrente nominale DC: 12 kA; potenza nominale prodotta dalla sorgente rinnovabile: 48 MW). La potenza elettrica prodotta viene trasportata fino al punto di allacciamento alla rete di distribuzione trifase mediante un cavo superconduttore funzionante in regime di corrente continua. L'allacciamento alla rete trifase avviene mediante 4 gruppi in parallelo costituiti ciascuno da un inverter ed un trasformatore. Ogni inverter è realizzato mediante 6 GTO collegati come indicato nella figura 2.3.6. Per ridurre la distorsione della forma d'onda della tensione sul lato AC dell'inverter, in parallelo a ciascun GTO è connesso uno snubber RLC (vedi figura 2.3.7).

Lo studio delle “prestazioni” del sistema viene effettuato collegando il sistema alla rete tramite un trasformatore, come mostrato nella figura 2.3.1. Sono stati esaminati i seguenti casi:

- avviamento e funzionamento di regime. In fase di avviamento si è supposto di disporre di una potenza dalle sorgenti eoliche stabilizzata dal sistema di accumulo dell'idrogeno e di conoscere i tempi di collegamento alla rete dei carichi; il controllo degli inverter è stato effettuato in modo da aumentare, a rampa, la potenza immessa in rete, fino al valore richiesto.
- perturbazione sulla potenza eolica. A partire dalle condizioni di regime del caso precedente, si è considerata una fluttuazione sinusoidale della potenza erogata dalle sorgenti rinnovabili, per verificare la stabilità del sistema

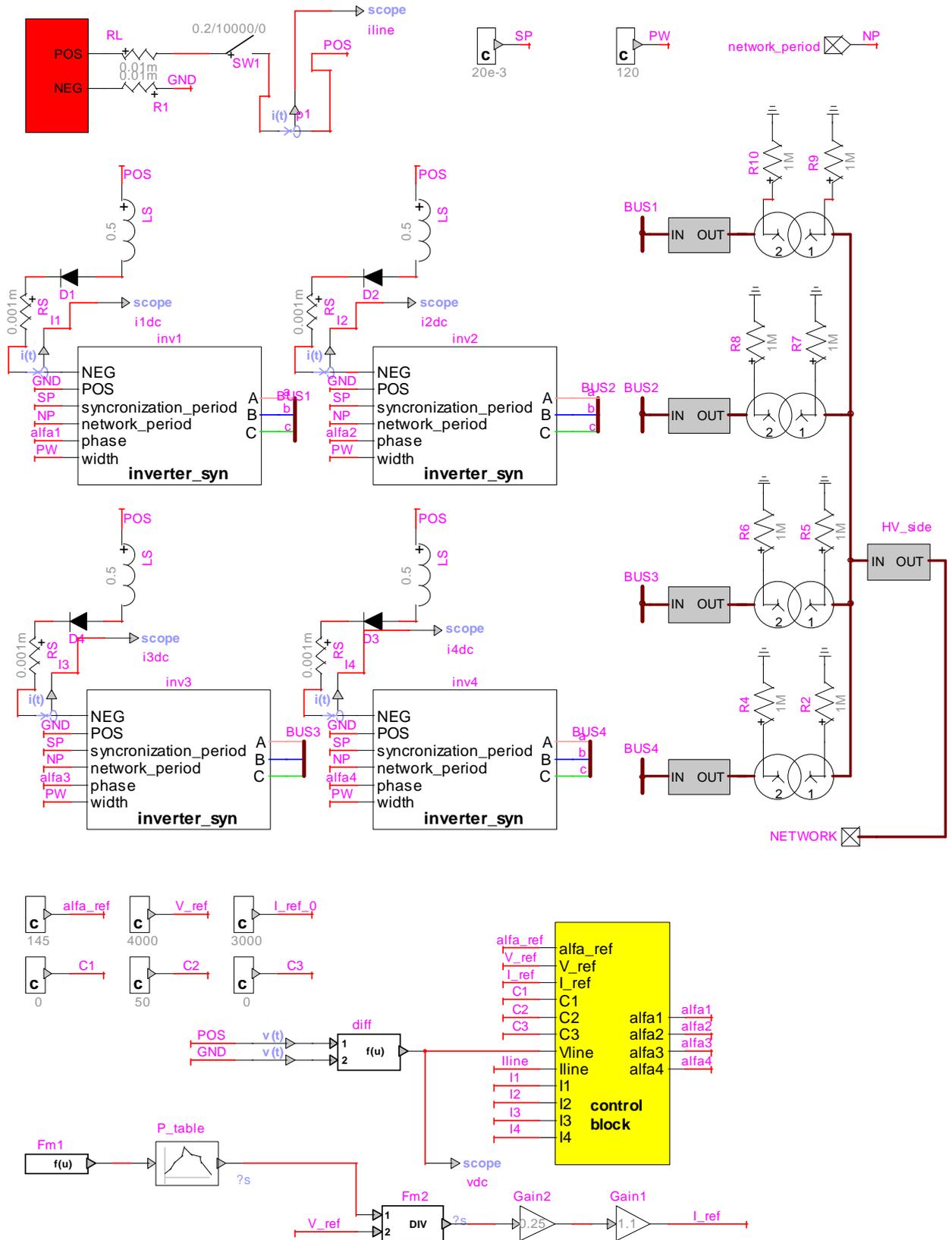


Figura 2.3.5 Schema del sistema di generazione da fonte rinnovabile & stoccaggio di idrogeno / linea superconduttiva / SMES & inverter / trasformatori 4kV|20kV.

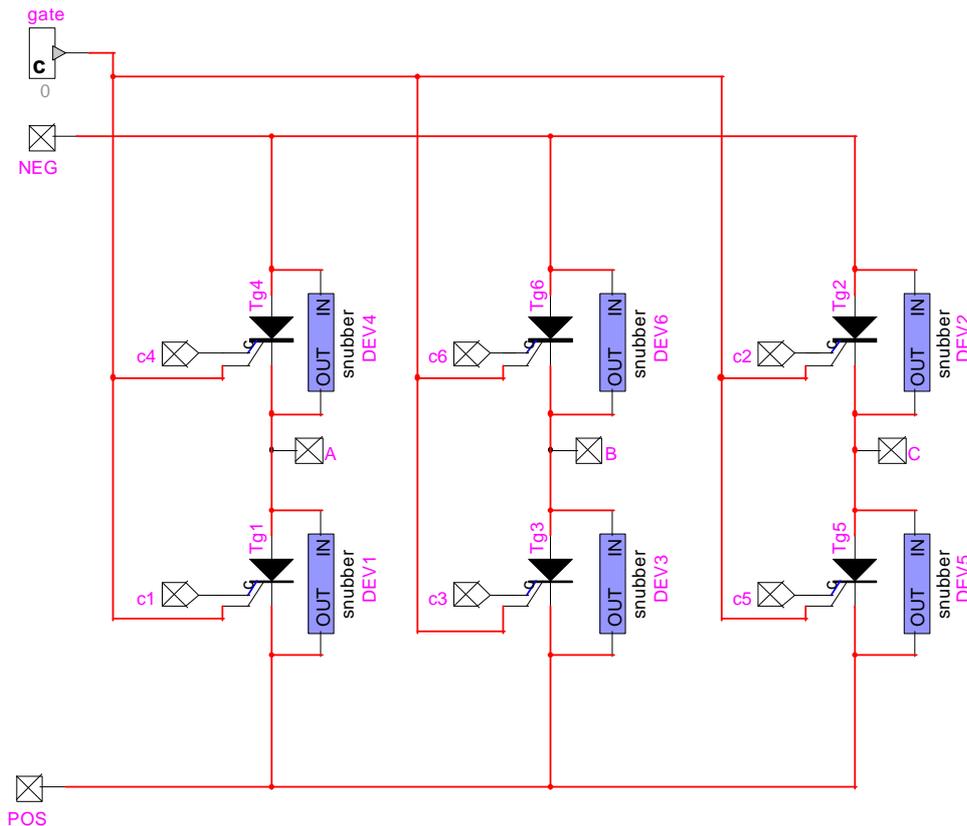


Figura 2.3.6 Schema dell'inverter.

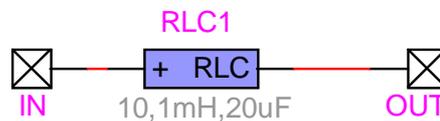


Figura 2.3.7 Schema degli "snubber"

Avviamento e funzionamento di regime.

In fase di avviamento si è supposto di disporre di una potenza dalle sorgenti eoliche stabilizzata dal sistema di accumulo dell'idrogeno e di conoscere i tempi di collegamento alla rete dei carichi; il controllo degli inverter è stato effettuato in modo da aumentare, a rampa, la potenza immessa in rete, fino al valore richiesto. La potenza di riferimento degli inverter ed i tempi di inserimento dei carichi sono mostrati in tabella 2.3.1; la potenza di riferimento è stata interpolata linearmente. Le figure 2.3.8 e 2.3.9 mostrano l'andamento nel tempo delle potenze attiva e reattiva erogate alla rete AC dal sistema di generazione da fonte rinnovabile. La figura 2.3.10 mostra il transitorio della frequenza di rete, misurata nel punto di inserzione del sistema, e l'andamento nel tempo del segnale di frequenza filtrato utilizzato per la sincronizzazione degli inverter con la rete AC. Si noti che i limiti in frequenza pari a 49.7 e 50.3 Hz, imposti dal dispositivo di interfacciamento con la rete, sono rispettati. La figura 2.3.11 mostra le potenze erogate dalle fonti rinnovabili (circa 161 MW) e dal sistema di accumulo ad idrogeno (-126 MW, pari a circa 8.8 I_{LH2}/s , di cui 3.5 I_{LH2}/s da trasportare in linea e 5.3 I_{LH2}/s da stoccare. Con tale rate di accumulo il sistema è in grado di far fronte ad un'interruzione totale della potenza eolica della durata di 6 ore ogni 24).

Tabella 2.3.1 – Potenza di riferimento degli inverter e tempi di inserimento dei carichi.

$t < 0$ s	Rete AC a regime	Carichi inseriti: Load3 (300 MW, 100 MVar), Load4 (10 MW, 5 MVar), Load5 (30 MW, 10 MVar)
$t = 0$ s	$P_{ref_inverter} = 0$ MW	
$t = 1$ s	$P_{ref_inverter} = 0$ MW	
$t = 2$ s	$P_{ref_inverter} = 10$ MW	Carico inserito: Load1 (10 MW, 0 MVar)
$t = 3$ s	$P_{ref_inverter} = 10$ MW	
$t = 4$ s	$P_{ref_inverter} = 20$ MW	Carico inserito: Load7 (10 MW, 5 MVar)
$t = 5$ s	$P_{ref_inverter} = 20$ MW	
$t = 6$ s	$P_{ref_inverter} = 30$ MW	Carico inserito: Load9 (10 MW, 5 MVar)
$t = 7$ s	$P_{ref_inverter} = 30$ MW	
$t = 8$ s	$P_{ref_inverter} = 45$ MW	Carico inserito: Load8 (10 MW, 5 MVar)
$t > 8$ s	$P_{ref_inverter} = 45$ MW	

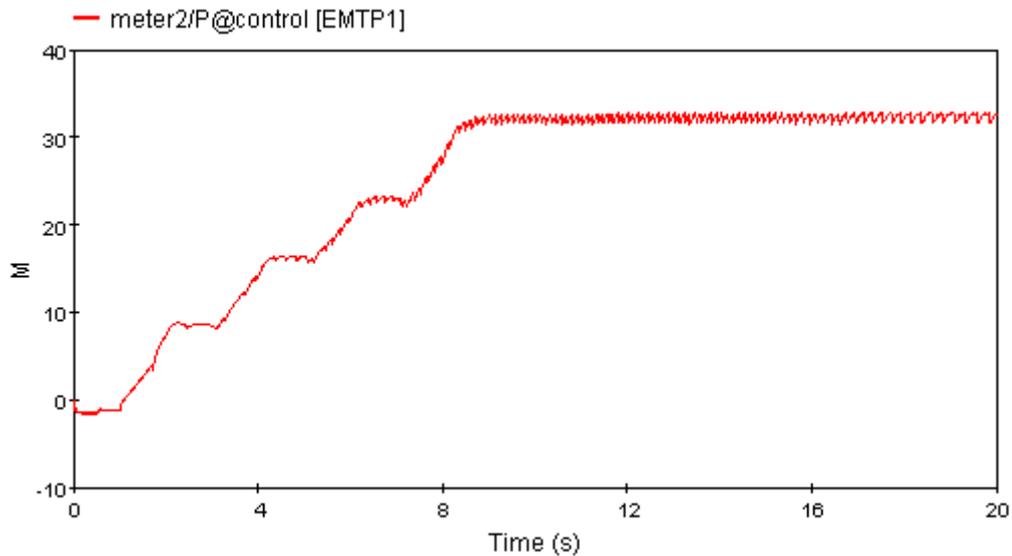


Figura 2.3.8 Potenza attiva erogata dal sistema alla rete.

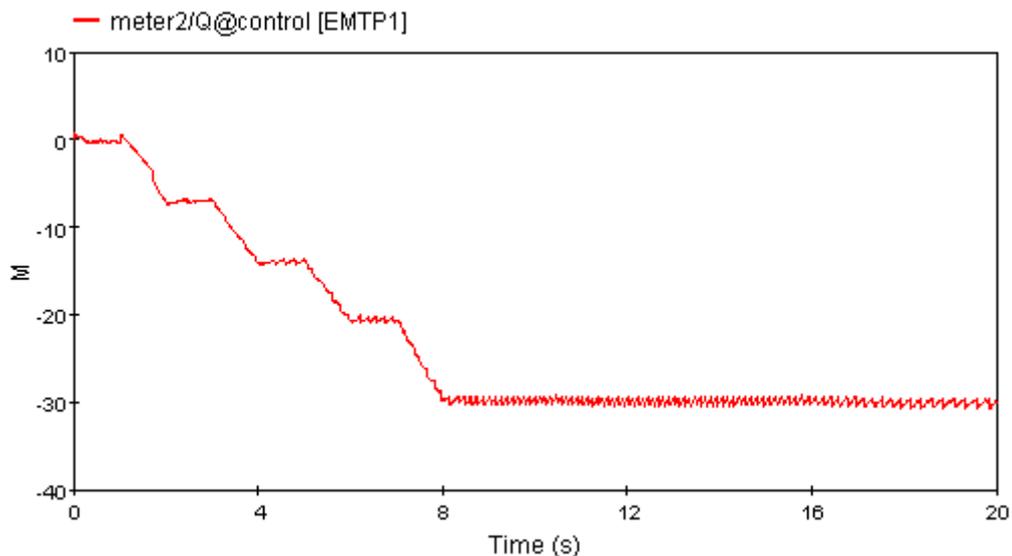


Figura 2.3.9 Potenza reattiva erogata dal sistema alla rete.

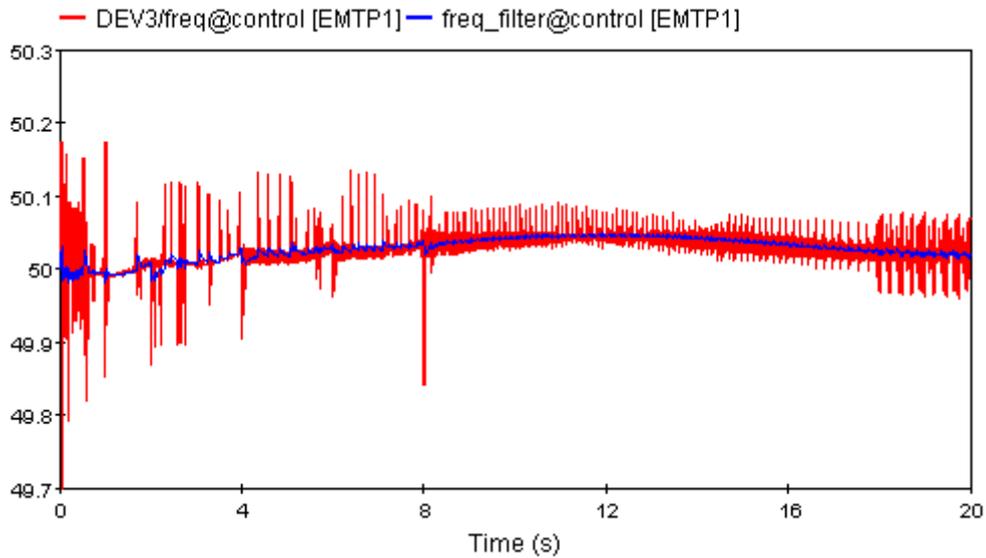


Figura 2.3.10 Frequenza misurata e filtrata per il controllo degli inverter.

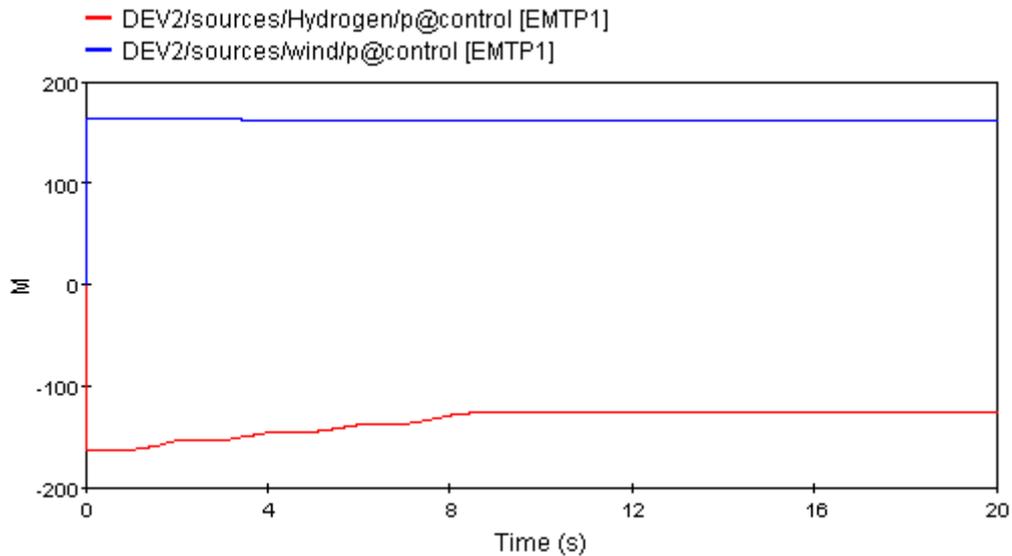


Figura 2.3.11 Potenza erogata dal sistema di accumulo ad idrogeno e potenza erogata dalle RES

La figura 2.3.12 mostra l'andamento nel tempo della corrente DC che circola nella linea superconduttiva, mentre le figura 2.3.13 e 2.3.14 evidenziano le fluttuazioni di tale corrente a regime in un intervallo della durata di 800 ms (ripple a 5 Hz) e di 14 ms (ripple a 300 Hz). Durante il transitorio di avviamento la corrente DC sulla linea superconduttiva cresce rapidamente fino a portarsi la valore di regime di circa 8.6 kA, ripartendosi equamente sui quattro inverter. A regime la corrente I_{dc} presenta un ripple a 300Hz di circa $\pm 5A$ rispetto al valore medio (vedi figura 2.3.14). Le figure 2.3.15 e 2.3.16 mostrano l'andamento, a regime, della tensione concatenata tra le fasi A e B sulle barre di collegamento del sistema alla rete e della corrente che circola nella fase A.

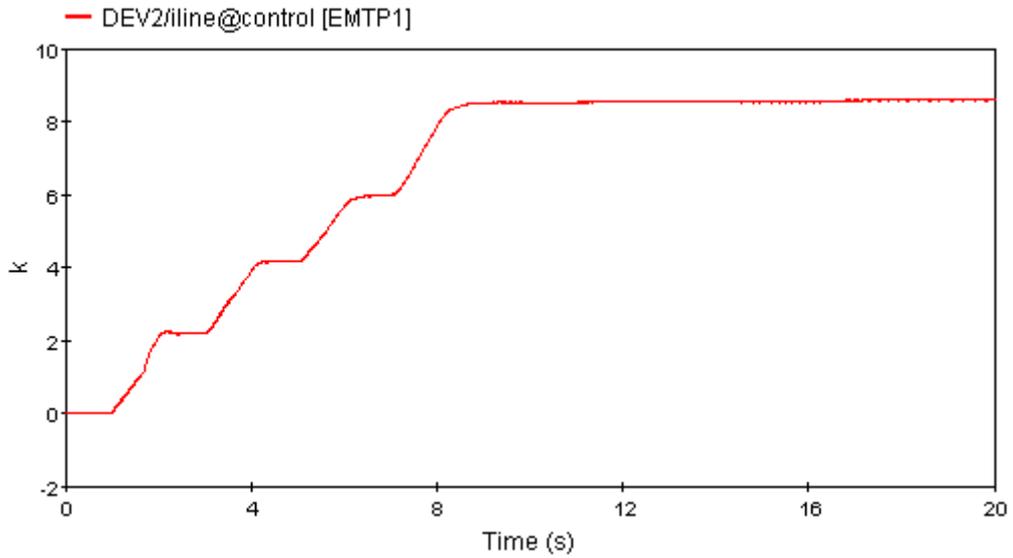


Figura 2.3.12 Andamento nel tempo della corrente DC che circola nella linea superconduttiva.

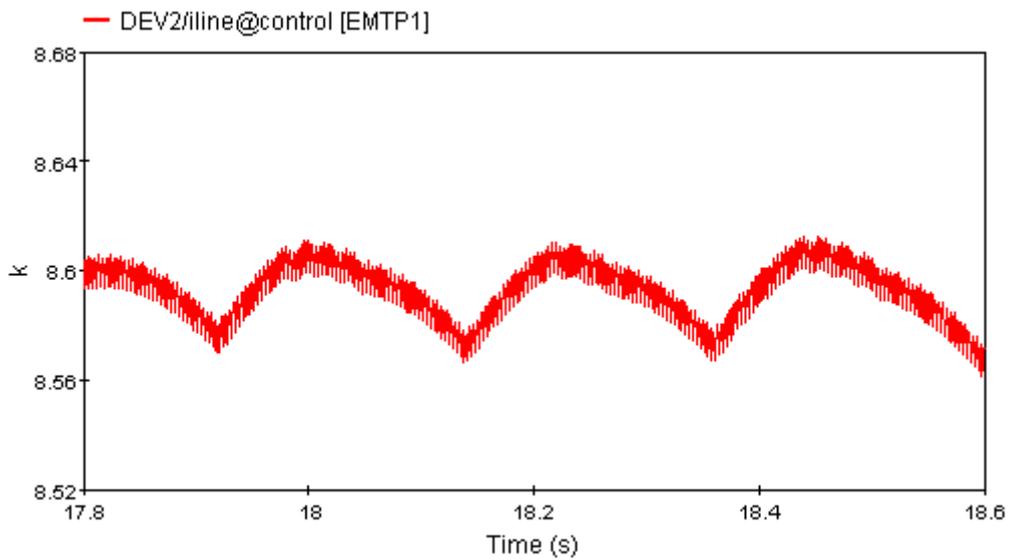


Figura 2.3.13 Ripple a 5Hz sulla corrente DC che circola nella linea superconduttiva.

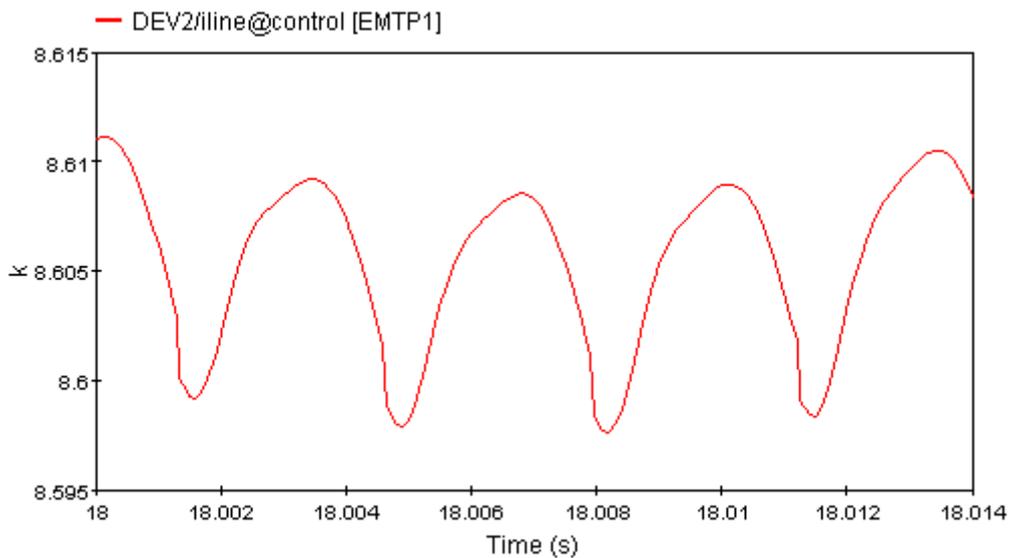


Figura 2.3.14 Ripple a 300Hz sulla corrente DC che circola nella linea superconduttiva.

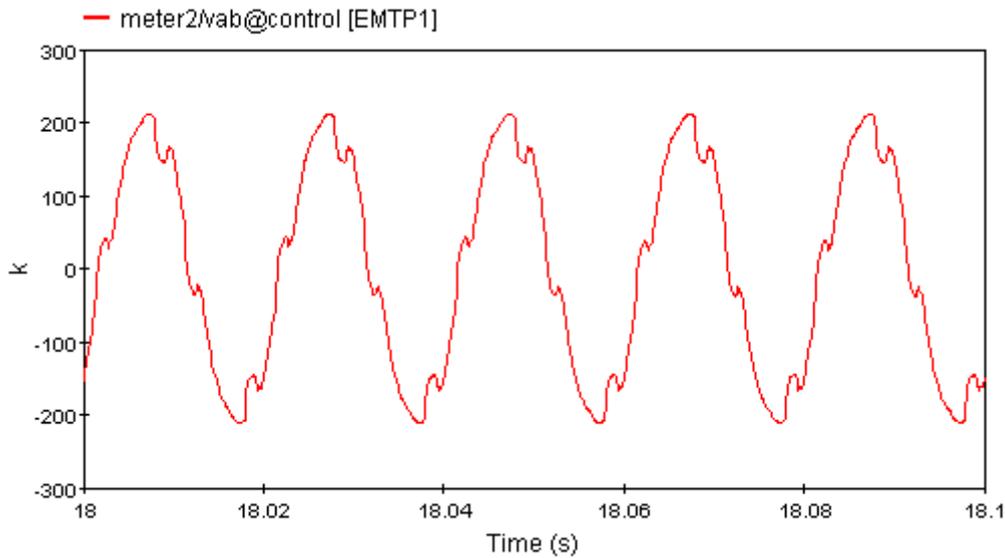


Figura 2.3.15 Andamento della tensione concatenata tra le fasi A e B sulle barre di collegamento a regime. (In ascissa il tempo in secondi, in ordinata la tensione in kVolt)

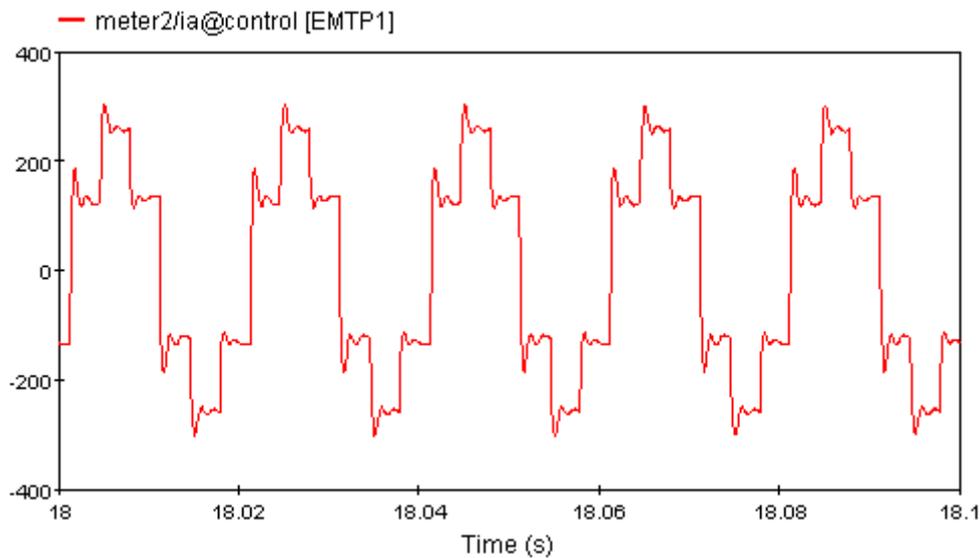


Figura 2.3.16 Andamento della corrente nella fase A a regime. (In ascissa il tempo in secondi, in ordinata la corrente in Ampere)

Le figure 2.3.17 e 2.3.18 mostrano l'andamento nel tempo delle potenze attiva e reattiva erogate alla rete AC dalle centrali convenzionali. Si noti che le centrali si regolano soltanto per erogare la maggior potenza reattiva richiesta. Infine, la figura 2.3.19 mostra l'andamento nel tempo degli angoli di controllo dei quattro inverter (uguale per tutti). Gli angoli di controllo, alla fine del transitorio, si assestano stabilmente su un valore di circa 128 gradi.

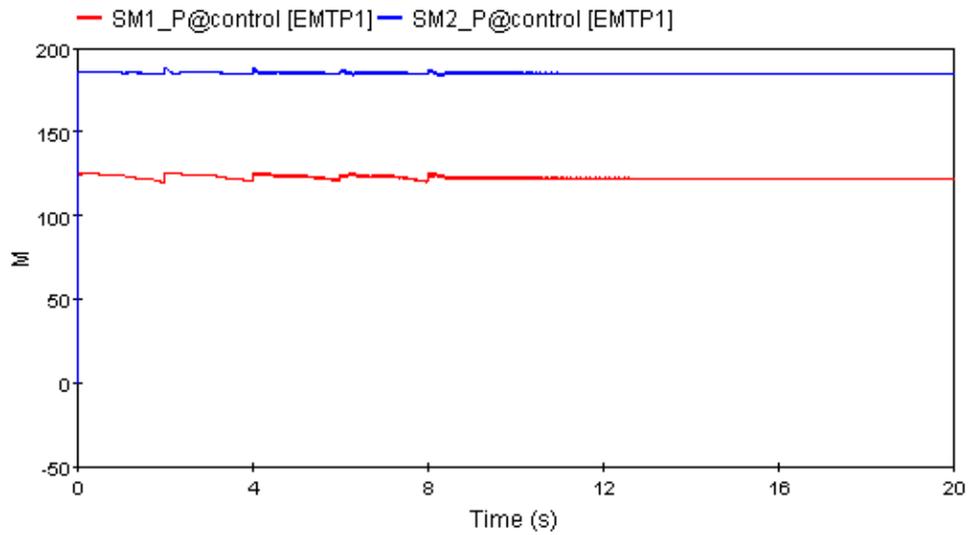


Figura 2.3.17 Potenza attiva erogata dalle centrali convenzionali alla rete AC.

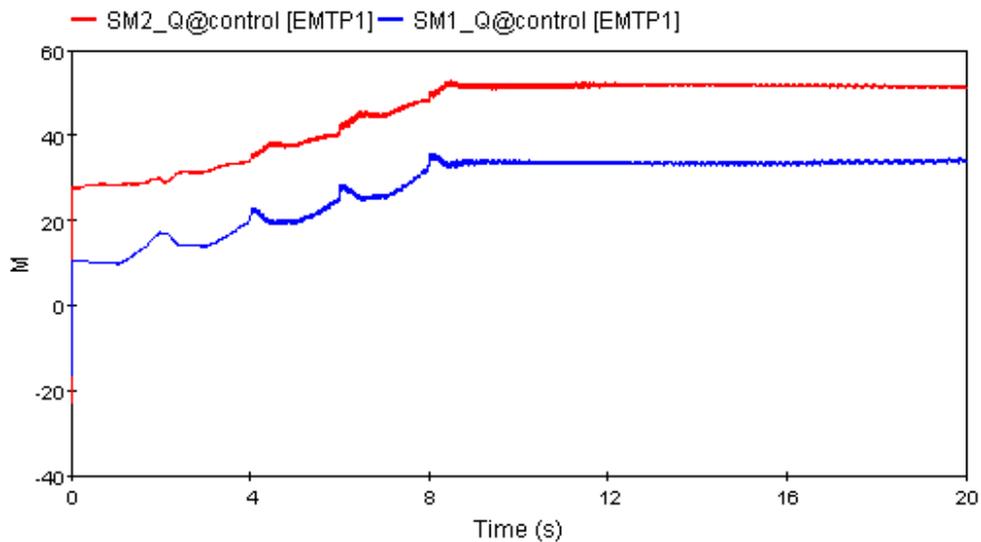


Figura 2.3.18 Potenza reattiva erogata dalle centrali convenzionali alla rete AC.

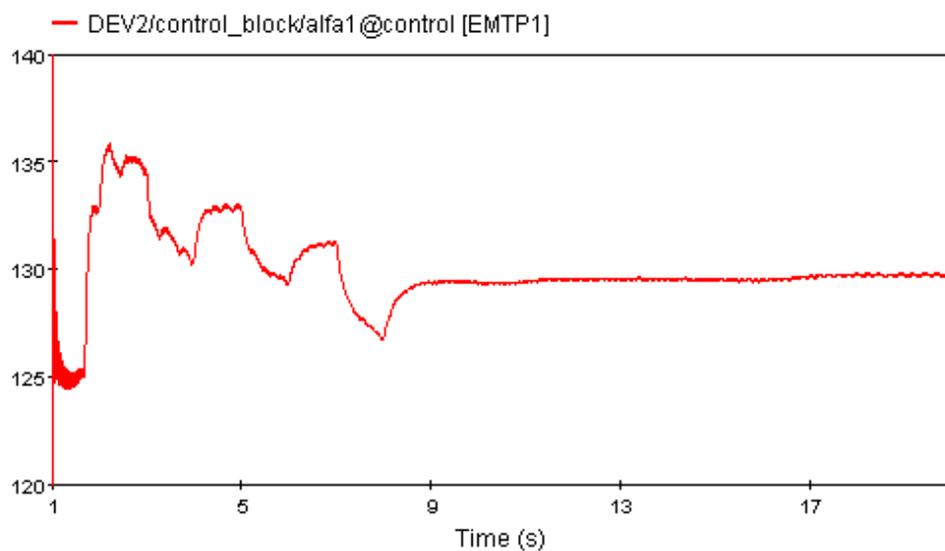


Figura 2.3.19 Andamento durante l'avviamento degli angoli di controllo degli inverter. (In ascissa il tempo in secondi, in ordinata gli angoli in gradi)

Perturbazione sulla potenza eolica.

A partire dalle condizioni di regime del caso precedente, si è considerata una fluttuazione sinusoidale della potenza erogata dalle sorgenti rinnovabili (ampiezza 40 MW, periodo 4 s), per verificare la stabilità del sistema. Con riferimento alla tempistica della tabella 2.3.1, si è supposto che la potenza erogata inizi a fluttuare da 12 s a 16 s. La potenza di riferimento degli inverter è stata mantenuta costante. Le figure 2.3.20 e 2.3.21 mostrano l'andamento nel tempo delle potenze attiva e reattiva erogate alla rete AC dal sistema di generazione da fonte rinnovabile. Si noti che la fluttuazione ha un'ampiezza di circa 2 MW. La figura 2.3.22 mostra il transitorio della frequenza di rete, misurata nel punto di inserzione del sistema, e l'andamento nel tempo del segnale di frequenza filtrato utilizzato per la sincronizzazione degli inverter con la rete AC. Si noti che i limiti in frequenza sono rispettati. La figura 2.3.23 mostra le potenze erogate dalle fonti rinnovabili e dal sistema di accumulo ad idrogeno.

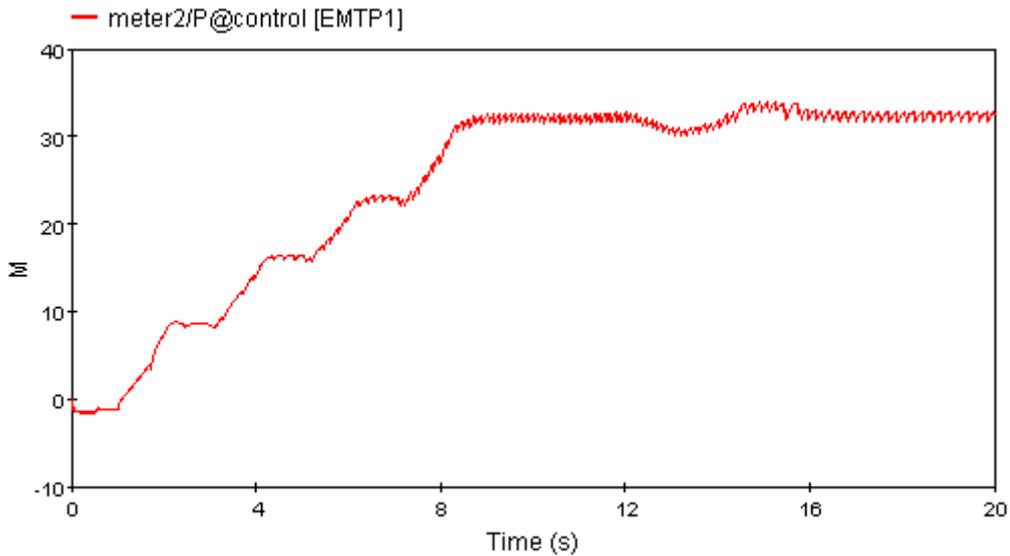


Figura 2.3.20 Potenza attiva erogata dal sistema alla rete.

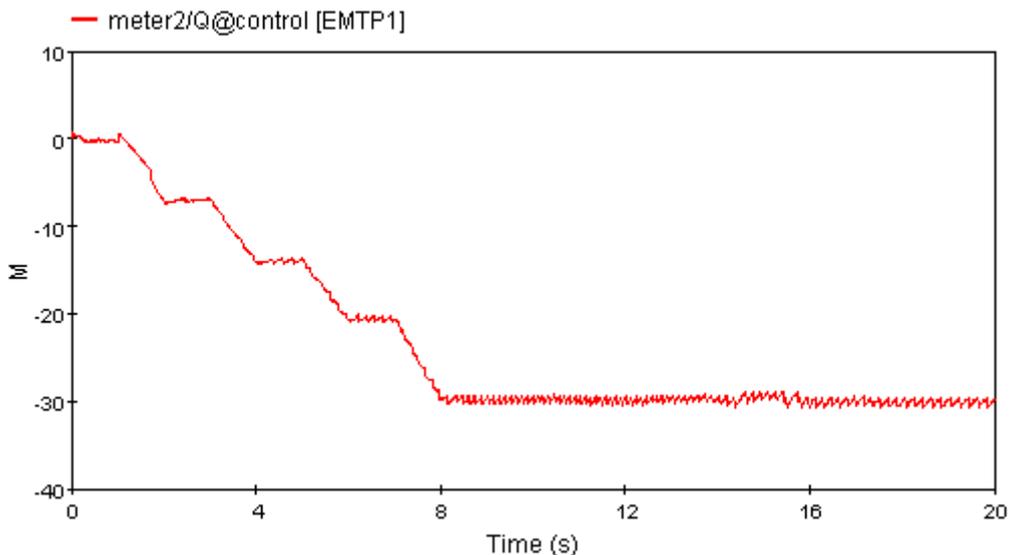


Figura 2.3.21 Potenza reattiva erogata dal sistema alla rete.

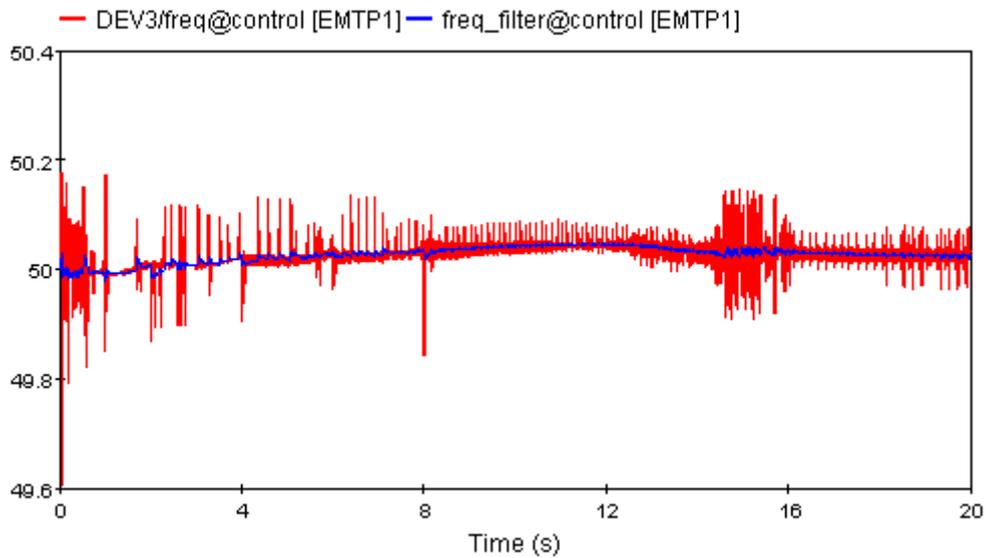


Figura 2.3.22 Frequenza misurata e filtrata per il controllo degli inverter.

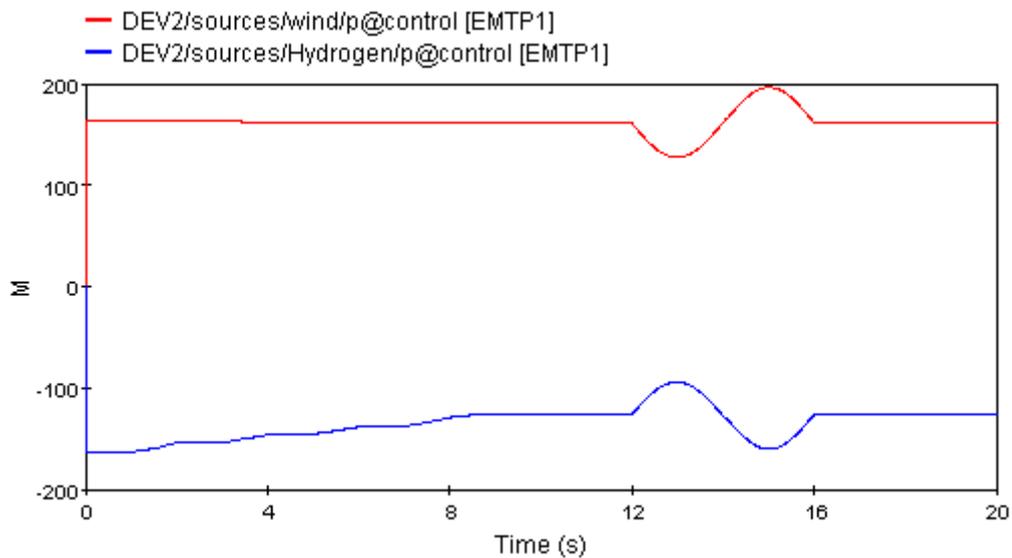


Figura 2.3.23 Potenza erogata dal sistema di accumulo ad idrogeno e potenza erogata dalle RES

La figura 2.3.24 mostra l'andamento nel tempo della corrente DC che circola nella linea superconduttiva; le fluttuazioni di tale corrente a regime non variano rispetto al caso precedente. Le figure 2.3.25 e 2.3.26 mostrano l'andamento nel tempo delle potenze attiva e reattiva erogate alla rete AC dalle centrali convenzionali. Infine, la figura 2.3.27 mostra l'andamento nel tempo degli angoli di controllo dei quattro inverter (uguale per tutti).

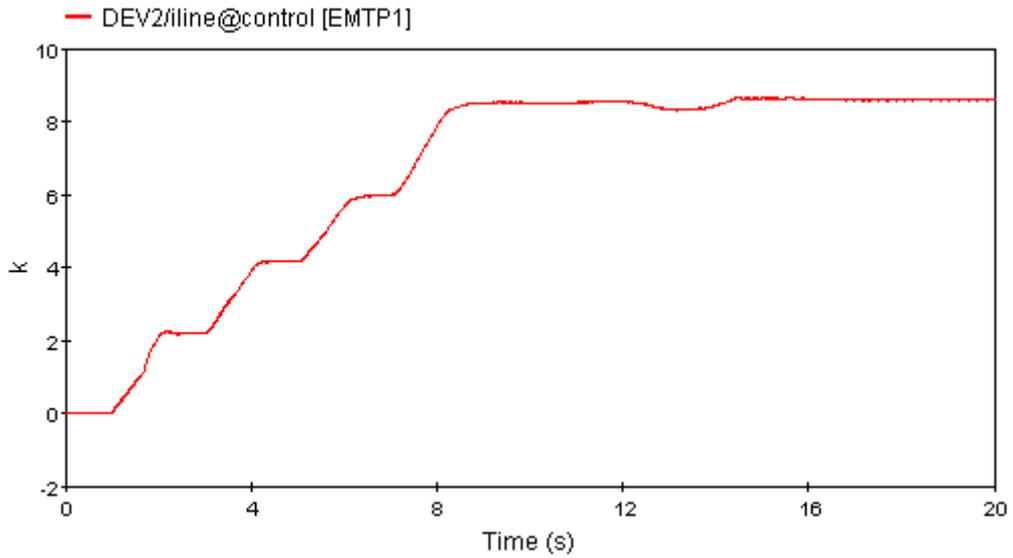


Figura 2.3.24 Andamento nel tempo della corrente DC che circola nella linea superconduttiva.

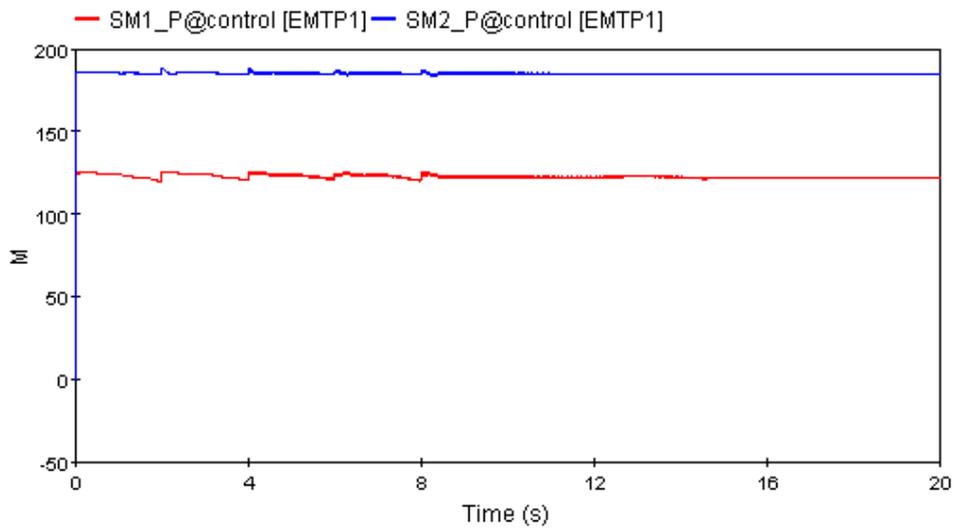


Figura 2.3.25 Potenza attiva erogata dalle centrali convenzionali alla rete AC.

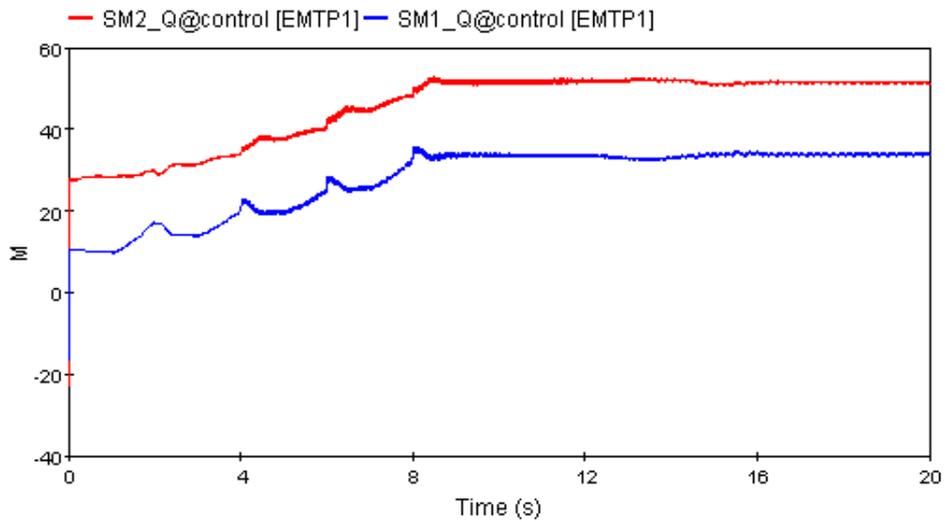


Figura 2.3.26 Potenza reattiva erogata dalle centrali convenzionali alla rete AC.

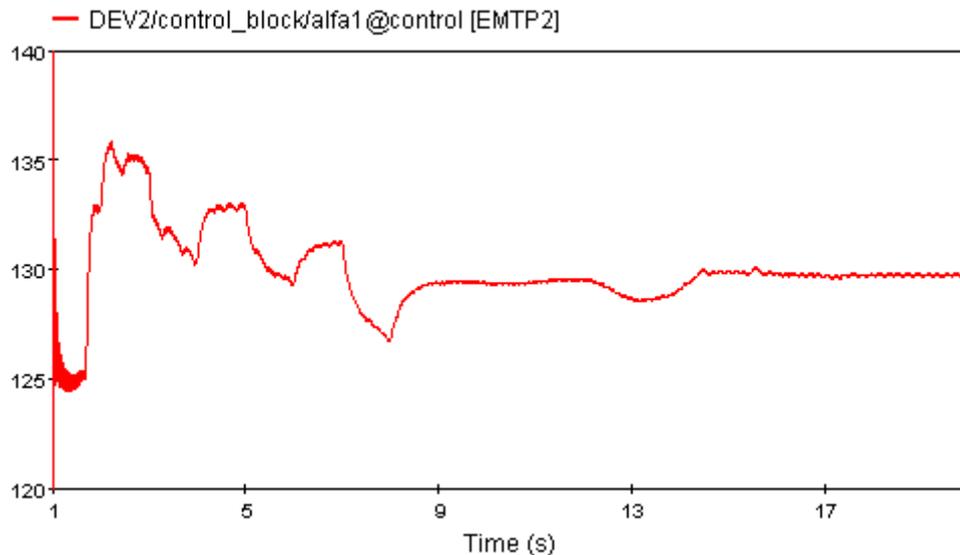


Figura 2.3.27 Andamento degli angoli di controllo degli inverter.
(In ascissa il tempo in secondi, in ordinata gli angoli in gradi)

2.4 Caratterizzazione della Fuel-Cell

È stato sviluppato in ambiente EMTP un modello dinamico della Fuel-Cell (cella a combustibile), che implementa le equazioni teoriche che descrivono i potenziali di polarizzazione e di reazione nei processi elettrochimici. Il modello ottenuto è facilmente scalabile con l'area della membrana, permettendo valutare le prestazioni di Fuel-Cell simili in serie-parallelo al variare delle condizioni di lavoro. Diversamente dalla maggior parte dei modelli disponibili, il modello proposto è convergente per corrente uscente nulla. Ciò permette di migliorare il modello in condizioni di transitorio veloce di una Fuel-Cell e di simulare anche un elettrolizzatore cambiando il valore dei parametri. Il modello quindi può simulare anche il comportamento completo di una Fuel-Cell reversibile.

La figura 2.4.1 mostra un tipico circuito elettrico utilizzato per la modellistica dinamica delle Fuel-Cell [C. Wang e al., Dynamic Models and Model Validation for PEM Fuel Cells Using Electrical Circuits, *IEEE Trans. Energy conversion*, vol. 20 (2), pp. 442-451, 2005]. Per facilitare l'analisi, si suppone solitamente la validità delle seguenti ipotesi:

- a) analisi 1D della membrana.
- b) pressione costante di alimentazione.
- c) temperatura di lavoro inferiore a 100 °C e prodotti di reazione in fase liquida.
- d) Le proprietà termodinamiche sono valutate alla temperatura media dello stack
- e) I parametri delle singole celle connesse in serie/parallelo possono essere concentrati per rappresentare uno stack con lo stesso schema circuitale.

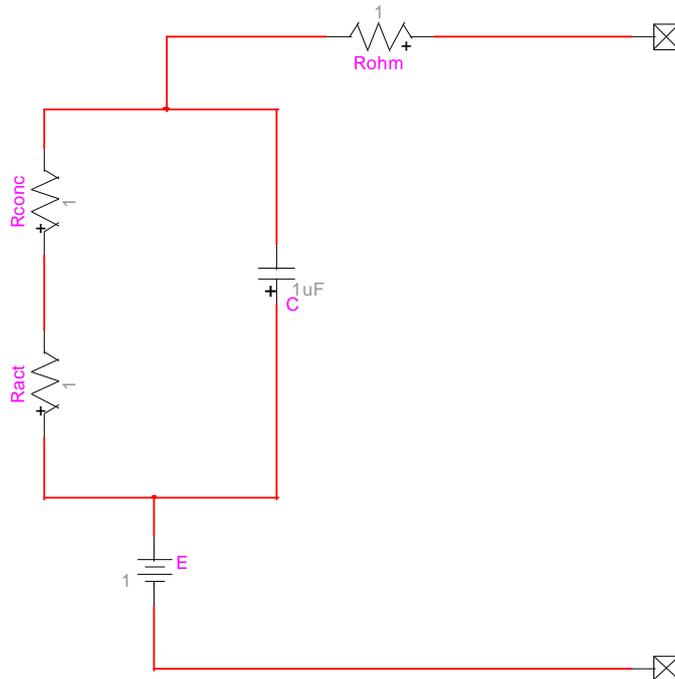


Figura 2.4.1: Circuito elettrico dinamico tipico utilizzato come modello delle Fuel-Cell.

Il circuito di figura 2.4.1 consiste di cinque componenti:

- Il potenziale interno E : viene calcolato con l'equazione di Nernst introducendo le pressioni parziali di H_2 e di O_2 nei canali di anodo e catodo. È possibile anche introdurre un termine di ritardo dovuto alla dinamica dei gas di combustibile ed ossidante in fase di transitorio rapido;
- La caduta di tensione di attivazione V_{act} : è calcolata utilizzando l'equazione di Tafel (che è divergente al tendere a zero della densità di corrente).
- La caduta di tensione di concentrazione V_{conc} : è causata dal trasporto dei reagenti ai siti di reazione; poco influente per basse correnti, diventa invece il termine dominante per valori di corrente prossimi a quelli massimi della membrana (di solito questo tipo di regime viene evitato per evitare possibili danni alla membrana stessa).
- La caduta di tensione ohmica: è la somma delle cadute di tensione negli elettrodi, nel contatto membrana-elettrodo, nel passaggio dei protoni attraverso la membrana e nel trasferimento di carica durante la reazione idrogeno-ossigeno. Tutti questi effetti sono valutati attraverso una resistenza non lineare, funzione della temperatura della membrana e della corrente che la attraversa.
- Il caricamento del doppio strato: in una cella PEM la membrana lascia passare solo gli ioni idrogeno, bloccando gli elettroni che fluiscono invece attraverso il carico esterno prima di raggiungere il catodo. La membrana crea dunque un doppio strato di cariche di segno opposto alla sua superficie, sia all'anodo che al catodo (doppio strato elettrochimico), che agisce come un condensatore. Dato che gli elettrodi di una cella PEM sono porosi, la capacità è piuttosto grande (alcuni Farad).

La portata di H_2 necessaria a sostenere una corrente in uscita (di stack) I_{stk} di una Fuel-Cell è determinata dalla legge di Faraday:

$$N_{H_2} = \frac{I_{stk}}{\eta_F \cdot 2F} \quad (2.4.1)$$

dove la F è la costante di Faraday (96.487 kAs/mol) ed η_F è l'efficienza di Faraday. L'efficienza di Faraday è causata principalmente dalle perdite per correnti parassite attraverso la membrana e dalla portata del combustibile più che stechiometrica. Per un elettrolizzatore un analogo coefficiente correla al portata di H₂ realmente prodotta alla portata ideale.

Il modello proposto per una fuel-cell reversibile è indicato nella figura 2.4.2. Le caratteristiche dei componenti illustrati sono valutati nel seguito.

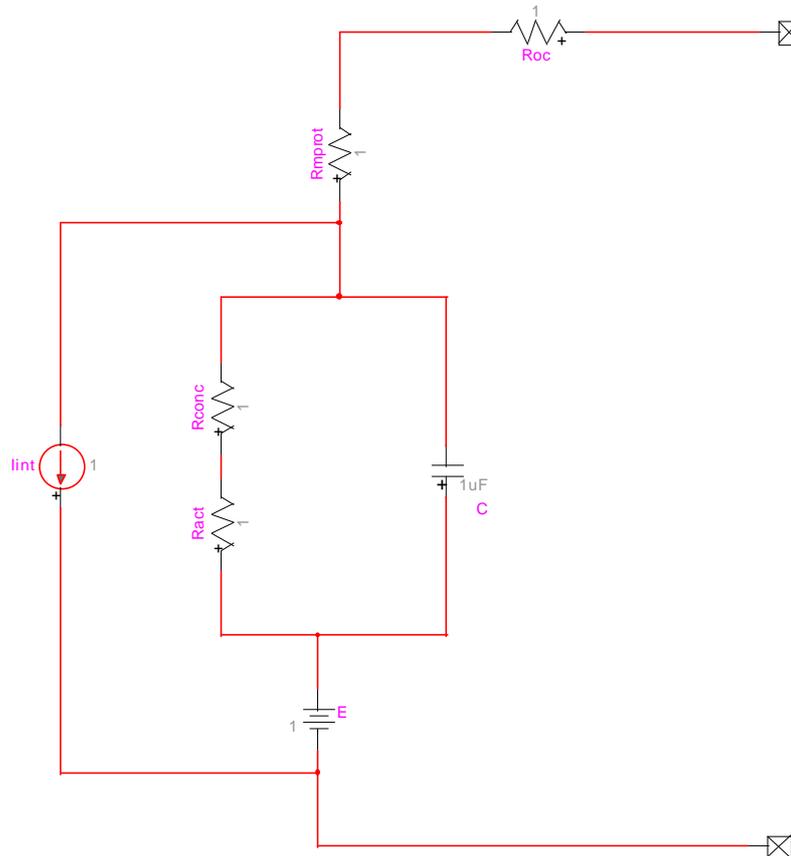


Figura 2.4.2: Circuito elettrico dinamico utilizzato come modello per le Fuel-Cell reversibili.

▪ potenziale interno

Il potenziale di Nernst di una singola cella può essere valutato come [Fuel Cell Handbook, EG&G Services, Parsons Inc., DEO of Fossil Energy, National Energy Technology Lab, Oct. 2000]:

$$E_{Nernst} = e_0 + e_1 \cdot (T - T_{ref}) + e_2 \cdot \ln(p_{H_2} \cdot p_{O_2}^{0.5}) \quad (2.4.2)$$

$$e_0 = \frac{\Delta G}{2 \cdot F}, \quad e_1 = \frac{\Delta S}{2 \cdot F}, \quad e_2 = \frac{R \cdot T}{2 \cdot F} \quad (2.4.3)$$

dove ΔG è la variazione di energia libera di Gibbs (J/mol), F è la costante di Faraday, ΔS è la variazione di entropia (J/mol), R è la costante universale dei gas (8314 J/K mol); p (atm) indica la pressione parziale all'anodo ed al catodo della cella, T e T_{ref} indicano rispettivamente la temperatura di lavoro della cella e la temperatura di riferimento. Utilizzando i valori standard di temperatura e pressione (SPT) per ΔG , ΔS e T_{ref} , Eq. (2.4.2) diviene

$$E_{Nernst} = 1.229 - 8.5 \cdot 10^{-4} \cdot (T - 298.15) + 4.31 \cdot 10^{-5} \cdot T \cdot \ln(p_{H_2} \cdot p_{O_2}^{0.5}) \quad (2.4.4)$$

Le modalità di calcolo delle pressioni parziali di H₂ e O₂ sono illustrate in [C. Wang e al., Dynamic Models and Model Validation for PEM Fuel Cells Using Electrical Circuits, *IEEE Trans. Energy conversion*, vol. 20 (2), pp. 442-451, 2005]. Supponendo di mantenere costanti le condizioni operative della fuel-cell, e alimentandola con aria, si ha $p_{H_2} = 1$ atm e $p_{O_2} = 0.21$ atm. L'effetto complessivo del ritardo dovuto alla dinamica dei flussi di combustibile ed ossidante è modellato sottraendo il seguente potenziale correttivo, nel dominio di Laplace:

$$E_d(s) = k_d \cdot \frac{s}{s + 1/\tau_d} \cdot J(s) \quad (2.4.5)$$

dove $k_d = 0.2081 \Omega \text{ cm}^2$ e $\tau_d = 0.2080$ s. Il potenziale interno della cella $E = E_{Nernst} - E_d$ è quindi moltiplicato per il numero di celle connesse in serie, indicato con N_s , per ottenere il potenziale interno di stack E_{stk} . La figura 2.4.3 mostra l'implementazione in ambiente EMTP.

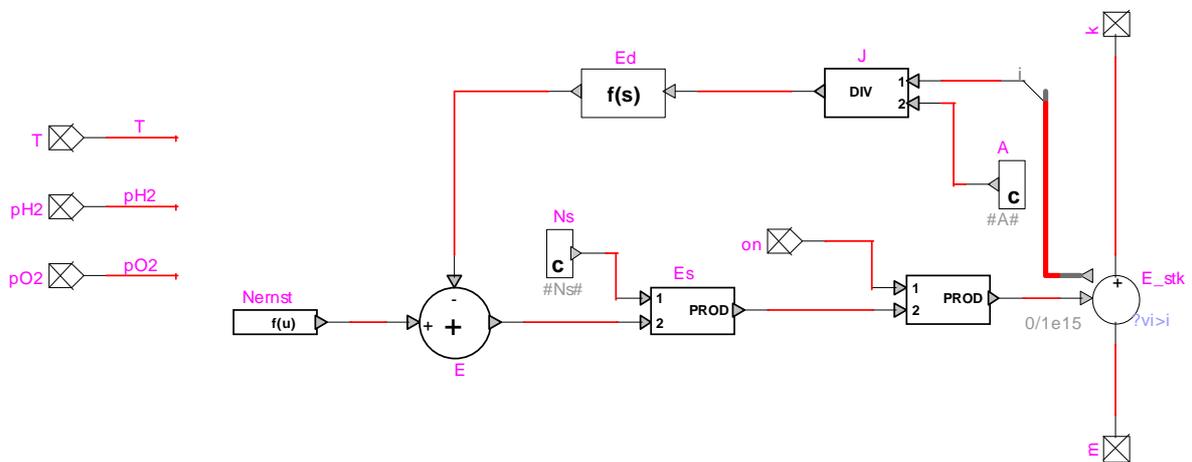


Figura 2.4.3. Implementazione in ambiente EMTP della sottorete per il potenziale interno.

▪ caduta di tensione di attivazione

Molti modelli di circuito equivalente disponibili in letteratura ricorrono ad una forma derivata dall'equazione di Tafel per la polarizzazione di attivazione, che è stata sviluppata empiricamente in 1905 nella forma:

$$\eta_{act} = b \cdot (\ln J_0 \pm \ln J) \quad (2.4.6)$$

dove J_0 è la densità di corrente di scambio all'equilibrio e la b è data da:

$$b = \frac{2.303 RT}{(1 - \alpha) n F} \quad (2.4.7)$$

dove n è il numero di cariche elementari dello ione trasferito nel processo. La densità di corrente di scambio all'equilibrio è calcolata come una funzione dell'energia libera di attivazione:

$$J_0 = k \cdot \exp\left(\frac{-\Delta G}{RT}\right) \quad (2.4.8)$$

dove k è una costante che dipende dal processo e dall'attività ionica. Tuttavia, in generale, l'equazione per potenziale di attivazione delle reazioni elettrochimiche è l'equazione di Butler –Volmer [R. O'Hayre et al., Lateral Ionic Conduction in Planar Array Fuel Cells, *J. Electrochem. Society*, Vol. 150 (4), pp. A430-A438, 2003]

$$J = \bar{J} - \vec{J} = J_0 \left[\exp \frac{\alpha n F \eta_{act}}{RT} - \exp \frac{-(1-\alpha) n F \eta_{act}}{RT} \right] \quad (2.4.9)$$

La eq. (2.4.9) non può essere invertita facilmente per trovare il potenziale di attivazione, ma quando $|\eta_{act}| > 0.1$ V, uno dei due esponenziali può essere trascurato. In tal caso, l'inversione dell'equazione di Butler –Volmer fornisce l'equazione di Tafel, che è valida come approssimazione per correnti elevate. Il valore di α , denominato fattore di simmetria, è solitamente vicino a 0.5; per questo valore l'eq. (9) si riduce alla

$$J_{net} = 2 J_0 \sinh \frac{z F \eta_{act}}{2 RT} \quad (2.4.10)$$

la quale è simmetrica rispetto all'origine. In tal caso quindi la relazione tra potenziale di attivazione e corrente è la stessa per entrambi i versi della corrente (funzionamento da generatore elettrico e da generatore di idrogeno). L'eq. (9) è direttamente applicabile ad anodo e catodo, purché si utilizzino valori differenti dei parametri per H₂ ed O₂; valori tipici per una cella PEM sono:

$$J_{0,H_2} = 200 \text{ mA/cm}^2, \quad \alpha_{H_2} = 0.5, \quad J_{0,O_2} = 0.01 \div 0.1 \text{ mA/cm}^2, \quad \alpha_{O_2} = 0.2 \div 0.5 \quad (2.4.11)$$

La reazione dell'idrogeno è molto più veloce della reazione dell'ossigeno, quindi i parametri cinetici dell'idrogeno non influenzano il comportamento di polarizzazione della cella. Quindi la polarizzazione di attivazione all'anodo può essere solitamente trascurata rispetto alla polarizzazione di attivazione al catodo. Seguendo questa ipotesi, si è inserito nel circuito equivalente soltanto il componente di polarizzazione di attivazione per il lato del catodo. In ambiente EMTP è implementato come conduttanza controllata non lineare, il cui valore è dato da:

$$Y_{astk} = \frac{A J_0 \left[\exp \frac{\alpha F \eta_{act}}{RT} - \exp \frac{-(1-\alpha) F \eta_{act}}{RT} \right]}{N_s \eta_{act}} \quad (2.4.12)$$

dove J_0 è calcolata tramite una approssimazione lineare dell'eq. (2.4.8) nell'intorno di T_{ref} .

$$J_0 = J_{0ref} \left(1 + \frac{\Delta G (T - T_{ref})}{RT_{ref}^2} \right) = J_{0ref} (1 + k_{J_0} (T - T_{ref})) \quad (2.4.13)$$

La figura 2.4.4 mostra l'implementazione in ambiente EMTP. Il ruolo della funzione di trasferimento $Y_{stabcalc}$ sarà discusso nel seguito. Si noti che per correnti tendenti a zero, e quindi anche per $|\eta_{act}|$ tendente a zero, l'eq. (2.4.12) non diverge, ma tende al valore finito

$$Y_{a\ stk} = \frac{AJ_0}{N_s} \frac{F}{RT} + O(\eta_{act}) \quad (2.4.14)$$

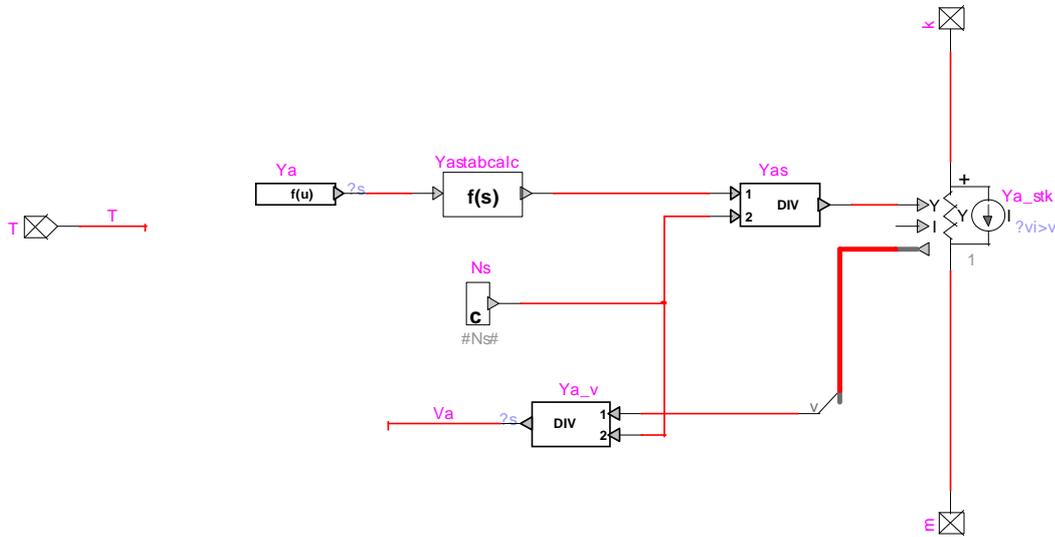


Figura 2.4.4. Implementazione in ambiente EMTP della sottorete per il potenziale di attivazione.

▪ caduta di tensione di concentrazione

Il potenziale di concentrazione in una cella a combustibile è definito come [Fuel Cell Handbook, EG&G Services, Parsons Inc., DEO of Fossil Energy, National Energy Technology Lab, Oct. 2000]:

$$V_c = -\frac{RT}{zF} \ln \frac{C_S}{C_B} \quad (2.4.15)$$

dove C_S è la concentrazione superficiale e C_B è la concentrazione di volume. Utilizzando la Prima legge di Fick e la Legge di Faraday, la (2.4.15) può essere espressa come segue:

$$V_c = -k_c \frac{RT}{F} \ln \left(1 - \frac{J}{J_{\max}} \right) \quad (2.4.16)$$

dove la z è stata posta uguale a 1 e si è inserito il parametro k_c , che dipende dallo stato di funzionamento della cella. La figura 2.4.5 mostra l'implementazione in ambiente EMTP attraverso un generatore di tensione pilotato in corrente.

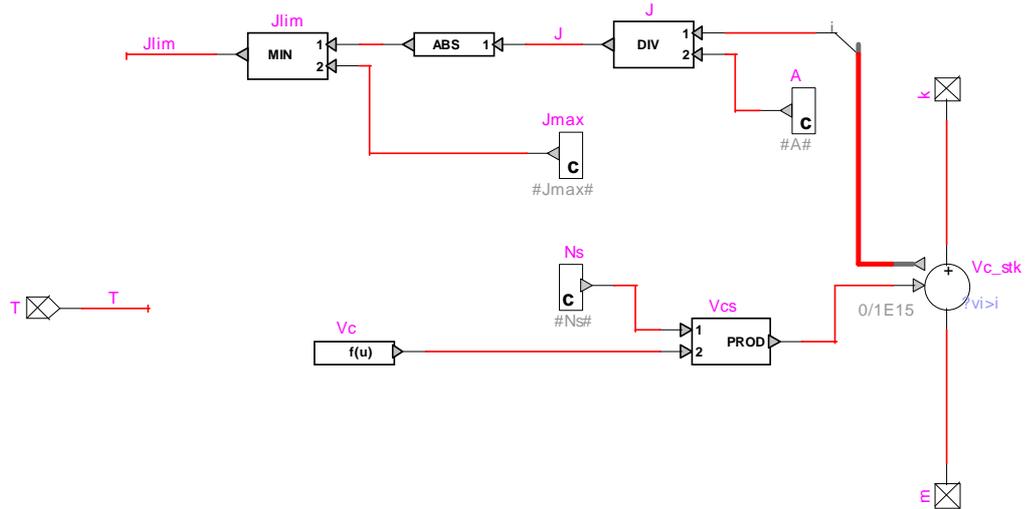


Figura 2.4.5 Implementazione in ambiente EMTP della sottorete per il potenziale di concentrazione

▪ caduta di tensione ohmica

La polarizzazione ohmica deriva dalla resistenza al trasferimento degli elettroni nelle piastre conduttrici e negli elettrodi in grafite oltre alla resistenza al trasferimento dei protoni attraverso la membrana polimerica. Nel circuito di figura 2.4.2 la caduta di tensione ohmica è modellata da due diversi componenti, dato che le correnti interne attraversano soltanto la resistenza di membrana. La resistenza di una membrana di Nafion al trasferimento protonico è data da [R.F. Mann et al., Development and application of a generalised steady-state electrochemical model for a PEM fuel cell, *J. Power Sources*, vol. 86, pp. 173–180, 2000]:

$$R_{m\,prot} = \frac{r_m s_m}{A}, \quad r_m = \frac{181.6 \left(1 + 0.03J + 0.062 \left(\frac{T}{303}\right)^2 J^{2.5}\right)}{\left(\lambda - 0.634 - 3J\right) \exp\left(4.18 \left(\frac{T - 303}{T}\right)\right)} \quad (2.4.17)$$

dove r_m è la resistività della membrana (Ω cm); s_m è lo spessore della membrana (cm), A è l'area della membrana (cm^2). Il parametro λ ha un valore di 14 in circostanze ideali di umidità relativa del 100% ed sono riportati in letteratura valori di 22-23 in soprassaturazione. Questo parametro dipende tecnologia realizzativa della membrane, dalle condizioni di umidità e dalla stechiometria del gas di alimentazione; esso varia inoltre con l'invecchiamento della cella. La figura 2.4.6 mostra l'implementazione in ambiente EMTP.

La resistenza alla conduzione elettronica sui collettori e sugli elettrodi, dovrebbe essere approssimativamente costante all'interno della gamma di temperature, relativamente stretta, del funzionamento della cella a combustibile. La resistenza R_{oc} nella figura 2.4.2, quindi, è considerata costante, anche se è generalmente difficile da predire e, pertanto, è inizialmente un parametro incognito [R.F. Mann et al., Development and application of a generalised steady-state electrochemical model for a PEM fuel cell, *J. Power Sources*, vol. 86, pp. 173–180, 2000]. La misura sperimentale della resistenza interna può anche coinvolgere le resistenze addizionali di contatto che in tal caso sono inserite in R_{oc} .

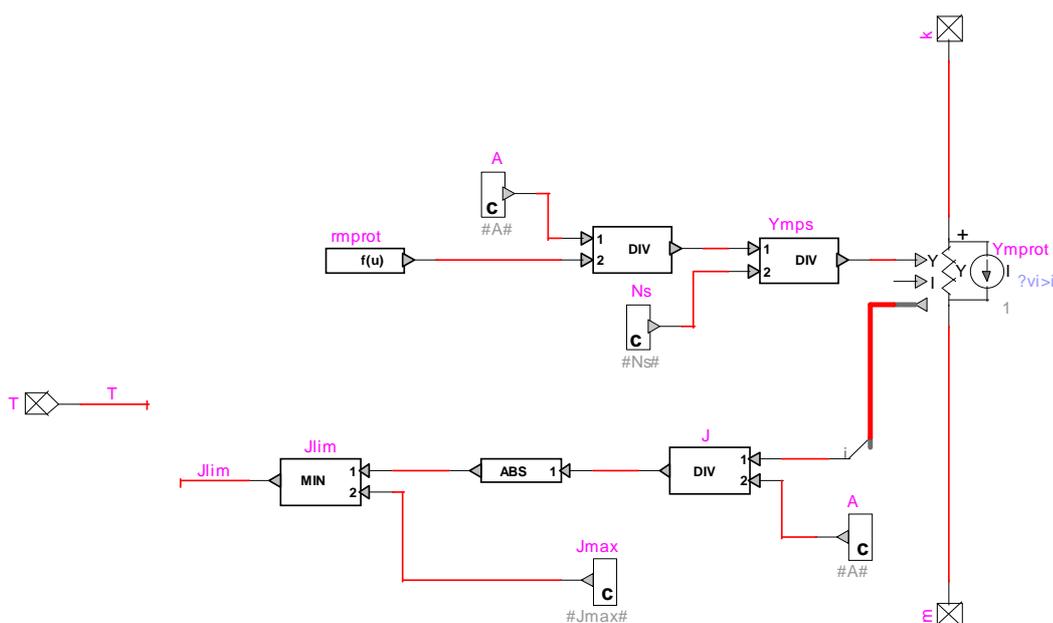


Figura 2.4.6. Implementazione in ambiente EMTM della sottorete per la caduta di tensione ohmica.

▪ caricamento del doppio strato

L'accumulazione di cariche di segno opposto sulle superfici dalla membrana crea un doppio strato di cariche, sia all'anodo che al catodo (doppio strato elettrochimico), che agisce come un condensatore. Dato che gli elettrodi di una cella PEM sono porosi, la capacità è piuttosto grande (alcuni Farad). Se la tensione cambia, sarà necessario un certo tempo per permettere alla carica di ridursi (se la tensione aumenta) o di aumentare (se la tensione diminuisce). Tale ritardo interessa i potenziali di concentrazione e di attivazione. Tuttavia, è importante precisare che il potenziale ohmico non è influenzato, poiché è collegato direttamente alla corrente attraverso la cella tramite la legge di Ohm e quindi un cambiamento nella corrente causa un cambiamento immediato nella differenza di potenziale ohmica [R.F. Mann et al., Development and application of a generalised steady-state electrochemical model for a PEM fuel cell, *J. Power Sources*, vol. 86, pp. 173–180, 2000]. In questo modo, si può ritenere che esista un ritardo del primo ordine tra le tensioni di concentrazione e di attivazione, con una costante di tempo data dal prodotto:

$$\tau_c = R_{eq} \cdot C \quad (2.4.18)$$

0.1÷100 mF/cm² sono valori tipici di capacità per unità di superficie della membrana sia per l'anodo che per il catodo. Dato che la polarizzazione del catodo è predominante, nel modello proposto si è considerato soltanto il doppio-strato sul lato del catodo.

▪ correnti parassite

L'effetto delle correnti parassite attraverso la membrana è stato simulato tramite un generatore di corrente indipendente costante I_{int} , dato che in letteratura sono disponibili i dati relativi alle correnti interne medie:

$$I_{int} = J_{int} \cdot A \quad (2.4.19)$$

Tale componente permette di tenere conto delle perdite per correnti parassite attraverso la membrana, e quindi anche in assenza del carico esterno.

La figura 2.4.7 mostra l'implementazione in ambiente EMTP del circuito elettrico completo della fuel-cell; si è aggiunto un interruttore on/off per simulare la modalità stand-by del dispositivo. Il modello proposto è stato implementato in ambiente EMTP con una interfaccia programmabile che può calcolare tutti i parametri del modello a seconda delle caratteristiche della membrana e dello stack. In tal modo è semplice cambiare la tensione e la corrente nominali inserendo i valori appropriati dell'area equivalente di membrana A (considerando la dimensione delle singole celle ed il numero di celle collegate in parallelo) ed il numero di celle collegate in serie N_s .

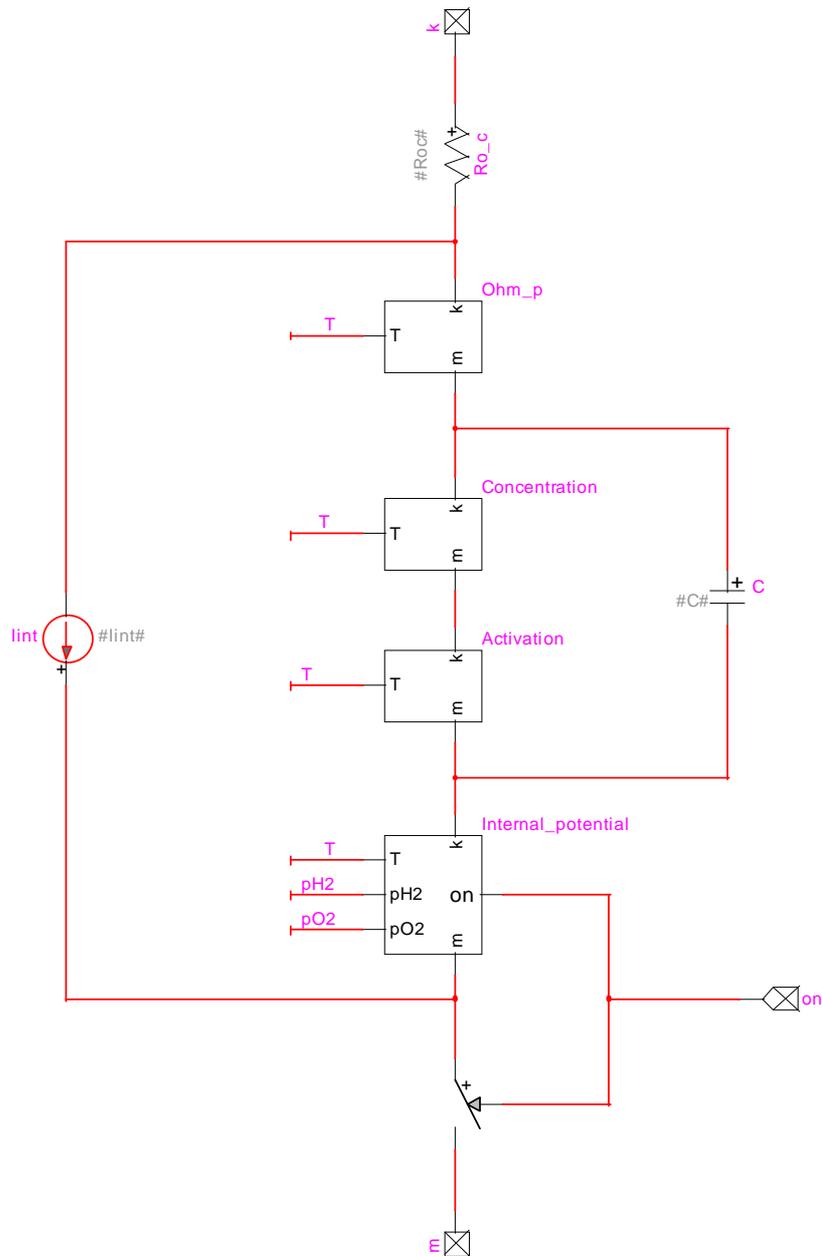


Figura 2.4.7. Implementazione in ambiente EMTP del circuito elettrico dinamico utilizzato come modello per le Fuel-Cell reversibili

Il modello è stato testato con $A = 12000 \text{ cm}^2$ (massima corrente 12000 A) ed $N_s = 4000$ (tensione a vuoto 4000 V). La temperatura dello stack durante il funzionamento si suppone costante a $70 \text{ }^\circ\text{C}$, grazie al sistema di refrigerazione. La figura 2.3.8 mostra l'andamento della tensione in uscita al variare della corrente di controllo: per i primi 1000 s la corrente è nulla, quindi inizia una rampa che porta la corrente a 12 kA in 1000 s. Al tempo 2000 s la corrente è riportata a zero e rimane tale fino a 3000 s, dove inizia un'altra rampa che fa funzionare la cella come elettrolizzatore portando la corrente a -12 kA in 1000 s. Infine, al tempo 4000 s la corrente è riportata a zero e rimane tale. Il componente $Y_{stabcalc}$ inserito nella figura 2.4.4 è una funzione di trasferimento del primo ordine definita da

$$G(s) = \frac{1}{1 + \tau_{stabcalc} \cdot s} \quad ; \quad \tau_{stabcalc} = 4 \cdot dt_{calc} \quad (2.4.20)$$

L'eq. (2.4.20) rappresenta un fattore di smorzamento, che è necessario per stabilizzare la corrente circolante sulla maglia interna contenente il condensatore. Il tempo caratteristico di smorzamento necessario a stabilizzare i risultati è circa 4 volte l'intervallo di tempo di integrazione. La figura 2.3.9 mostra gli artefatti prodotti con $\tau_{stabcalc} = 3 dt_{calc}$ durante la stessa simulazione di figura 2.3.8. Il valore di $\tau_{stabcalc}$ è valutato automaticamente dall'interfaccia programmabile, una volta scelto il passo di integrazione.

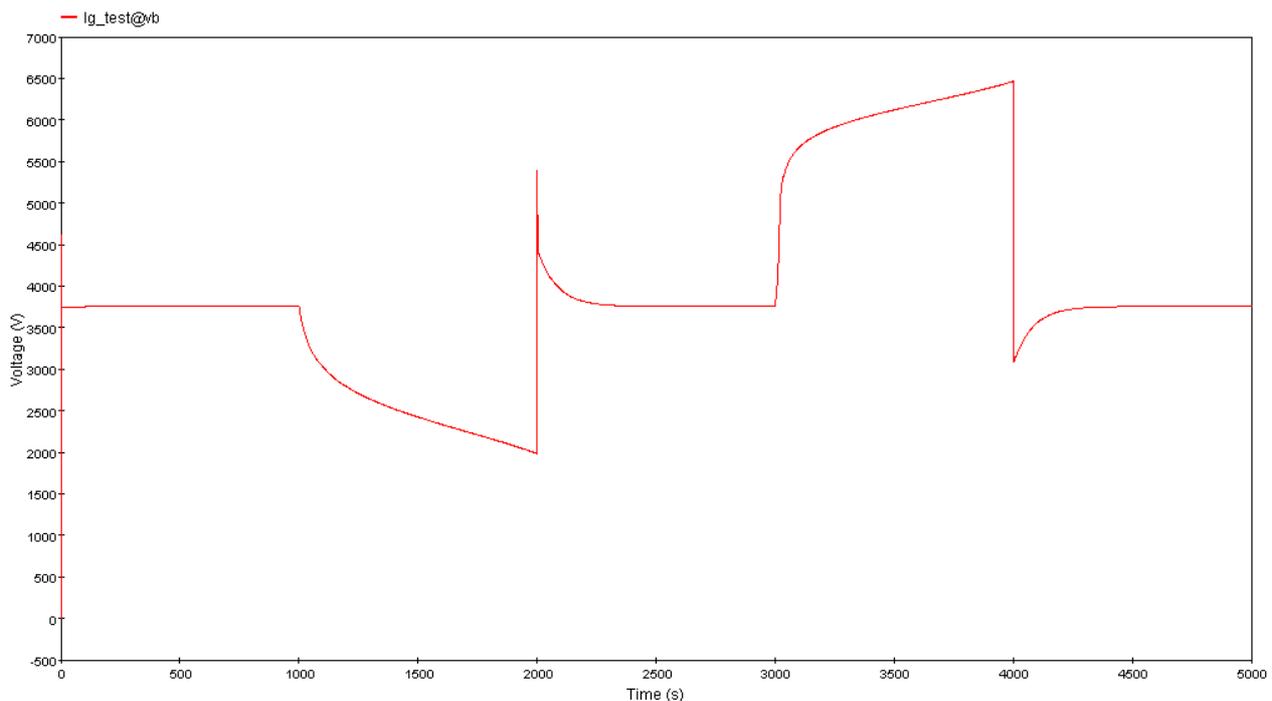


Figura 2.4.8. Tensione di uscita per una escursione completa della corrente con $\tau_{stabcalc} = 4 \cdot dt_{calc}$.

Nella figura 2.4.8 sono mostrati i picchi nella tensione prodotta dalle variazioni a gradino della corrente accadono. Questi picchi, che interessano il comportamento a lungo termine, sono stati segnalati sperimentalmente [C. Wang e al., Dynamic Models and Model Validation for PEM Fuel Cells Using Electrical Circuits, *IEEE Trans. Energy conversion*, vol. 20 (2), 442-451, 2005]. Essi sono causati dal ritardo fra il cambiamento nel carico elettrico e l'instaurarsi del nuovo regime nei flussi di combustibile e di ossidante (introdotti nel modello dal componente E_d nella figura 2.4.2). L'effetto dinamico del caricamento del doppio-strato si vede invece nella risposta a breve termine: la figura 2.4.10 mostra la tensione di uscita per una variazione a gradino della corrente (al tempo 20 s la corrente passa istantane-

amente da 2400 A a 6000 A e si conservare costante per 2 s; a tempo 22 s è immediatamente abbassata a 2400 A).

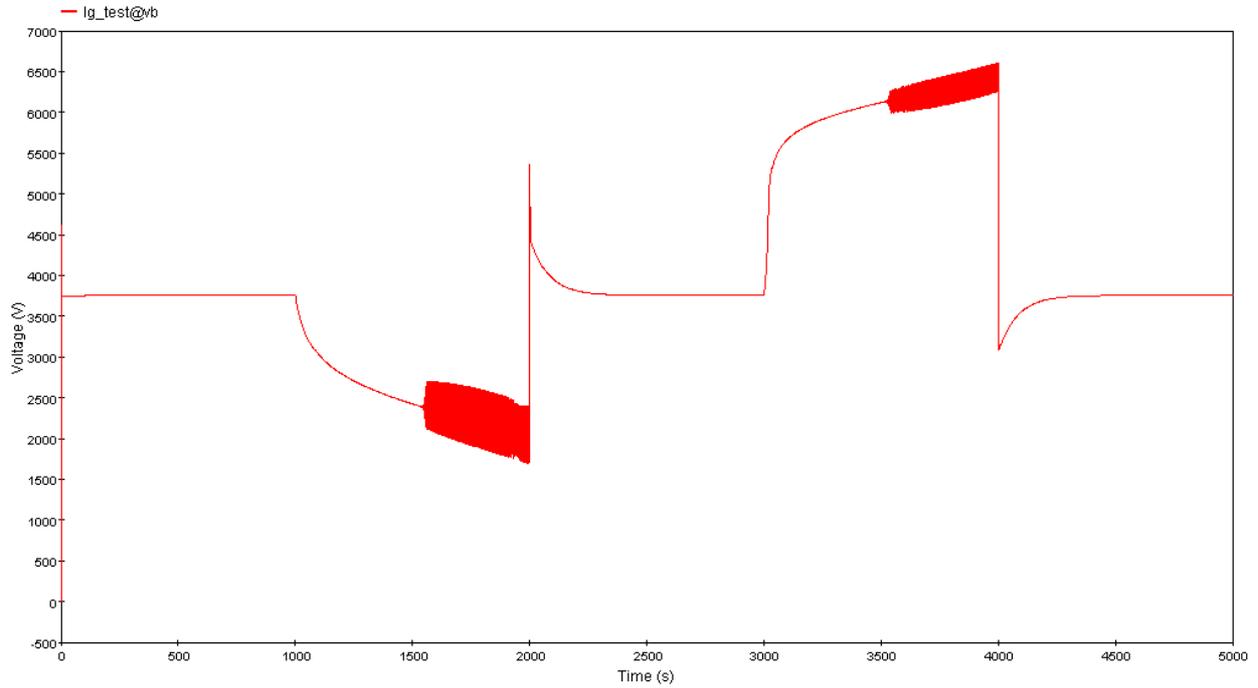


Figura 2.4.9. Tensione di uscita per una escursione completa della corrente con $\tau_{stabcalc} = 3 \cdot dt_{calc}$.

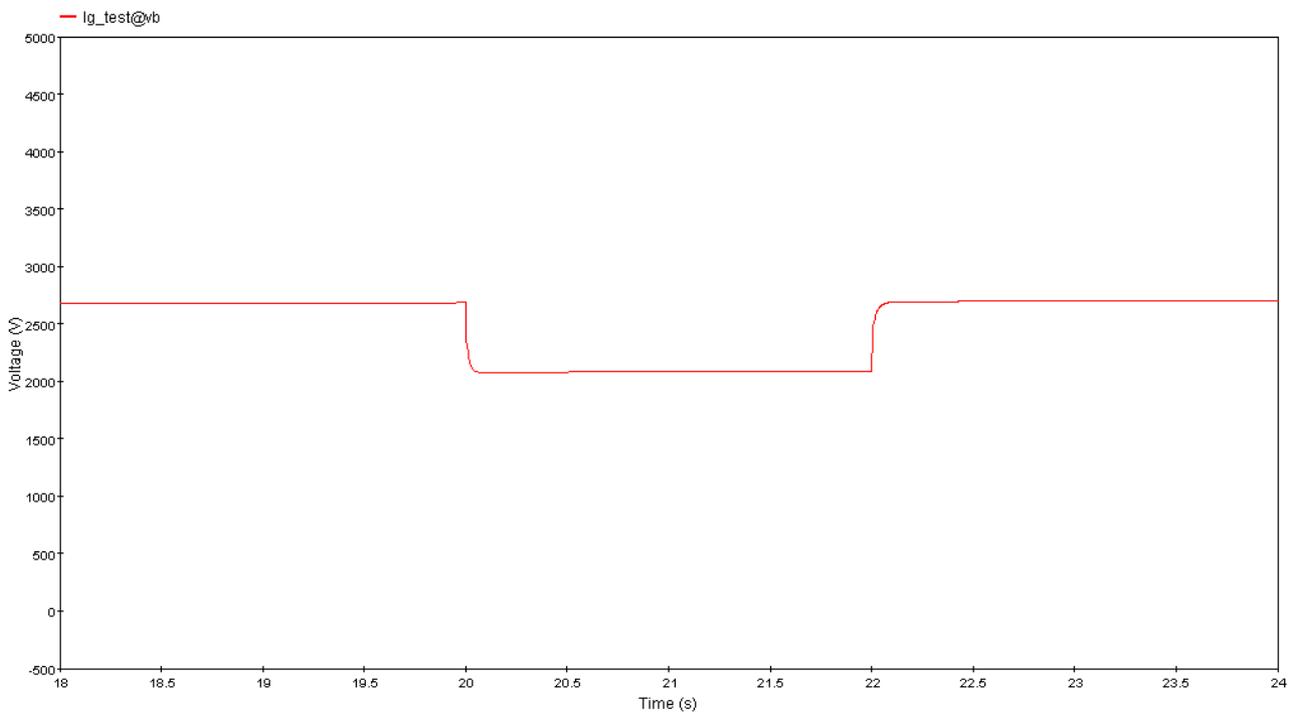


Figura 2.4.10. Risposta del modello della cella per variazioni a gradino della corrente.

3. DIMENSIONAMENTO DELLA SEZIONE SUPERCONDUTTIVA

3.1 Geometria del cavo

I parametri fondamentali dei materiali per cavi superconduttori sono la Temperatura critica T_c [K], il campo magnetico critico B_{c2} [T] e la densità di corrente critica J_c [A/m^2]. In generale, per le applicazioni a magneti superconduttori, è necessario che, alla temperatura di ebollizione dell'elio liquido (il refrigerante comunemente impiegato per tale applicazione) ed al valore nominale di campo magnetico, la densità di corrente critica sia la più elevata possibile. T_c e B_{c2} dipendono dalla composizione e dalla struttura cristallina del materiale. J_c dipende anche dalle lavorazioni meccaniche e dai trattamenti termici subiti.

La necessità di trasportare LH2 come vettore energetico impone una temperatura di refrigerazione compresa fra 14.5 e 25 K. Come si può notare dalla tabella, i materiali superconduttori metallici (LTS) in tale range di temperature sono difficilmente utilizzabili, in quanto troppo vicini alle condizioni critiche. Per contro, i materiali superconduttori HTS sarebbero ampiamente utilizzabili, se non fosse per le loro particolari proprietà meccaniche. Queste, infatti, sono molto simili a quelle dei materiali ceramici, che in generale sono estremamente fragili e poco duttili. Il risultato è un'estrema difficoltà di lavorazione che attualmente impedisce la fabbricazione di cavi superconduttori HTS di lunghezza superiore al chilometro. L'altro fattore che, unitamente alla fragilità, ostacola l'utilizzo dei materiali HTS per applicazioni tecniche è rappresentato dal costo, notevolmente superiore anche ai materiali LTS.

Materiale	T_c (K)	B_{c2} (T)	Applicazione
Nb	9.2	0.2	r.f.
NbTi	9.2	14	cavi per magneti
Nb3Sn	18.3	24	cavi per magneti
Nb3Al	18.9	32	cavi per magneti
NbN	~ 17	~ 20	r.f. (elettronica)
YBCO	92	>100	r.f. – cavi
BSCCO	110	>100	cavi

Il materiale MgB2 presenta invece una temperatura critica di circa 40 K ed un campo critico di circa 3.5T@25K. Tali proprietà ne permettono l'utilizzo in sicurezza nel range di temperature fra 14.5 e 25 K. Molti gruppi hanno prodotto prototipi di fili [Giunchi G. *et al.*, "High performance new MgB2 superconducting hollow wires", *Proc. Boromag*, Genova 17-19 Giugno 2002] e nastri [Flukiger R, *et al.*, "Superconducting properties of MgB2 tapes and wires", *Physica C*, vol. 385, pp. 286-305 2003]. I valori di densità di corrente critica J_c dipendono dal processo di lavorazione del filo e/o delle piattina.

Per quanto riguarda il dimensionamento di massima della sezione Superconduttiva della Linea, si è assunta una densità di corrente critica ingegneristica ($J_{c,eng}$) di 120 MA/m² (@25K-1T), tenendo conto che il campo di induzione sul conduttore, supponendo $R_{min} \cong 1$ cm, ed una corrente dc nominale di 12 kA, risulta pari a $B_{max} = \mu_0 I / 2\pi R_{min} \approx 0.3$ T. Le sezioni dei conduttori considerati (filo e piattina) e le rispettive curve caratteristiche sono riportate nelle figure 3.1 – 3.4 (Si noti che i valori di corrente critica @30K-0.3T sono superiori a 1000 MA/m²).

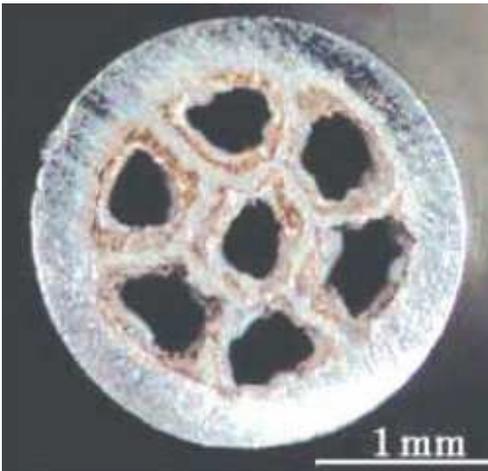


Figura 3.1 – Micrografia di un filo composito MgB₂ – Fe.

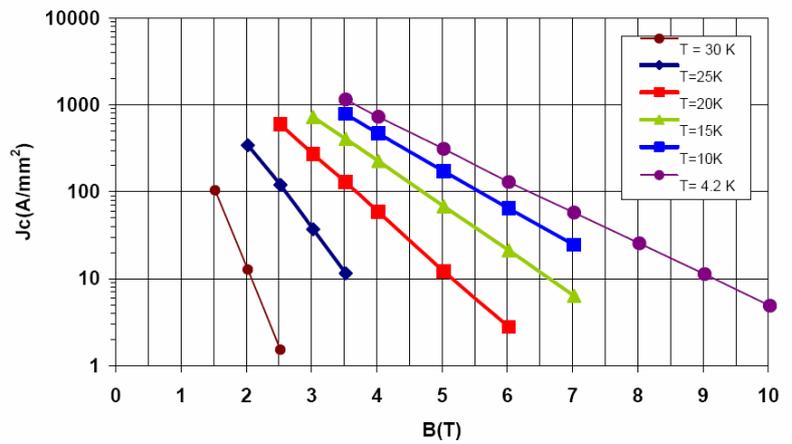


Figura 3.2 – Densità di corrente critica J_c del filo composito MgB₂ – Fe di Figura 3.1.

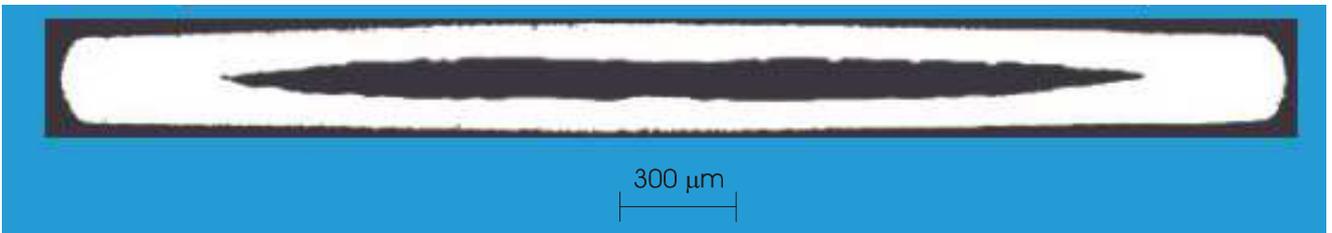


Figura 3.3 – Micrografia di un nastro composito MgB₂ – Fe (3.5 mm x 0.35 mm).

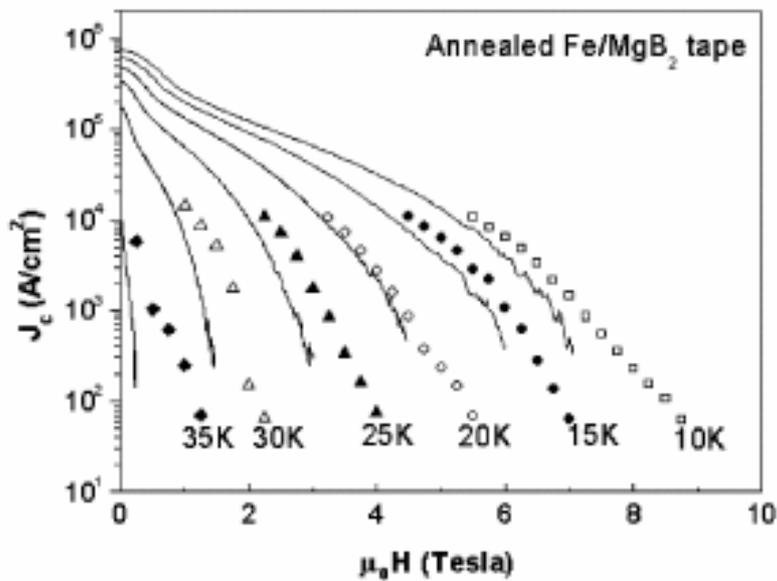


Figura 3.4 – Densità di corrente critica J_c del nastro composito MgB₂ – Fe di Figura 3.3.

I cavi utilizzati per la costruzione di magneti superconduttori in applicazioni ad elevato campo magnetico sono costituiti da numerosi strand avvolti in stadi successivi con diversi passi di avvolgimento. Gli strand sono fili conduttori costituiti da un elevato numero di filamenti superconduttivi (alcune centinaia o migliaia) inseriti in una matrice di metallo normale. I filamenti superconduttivi

hanno diametri tipici di alcuni micrometri, mentre gli strand hanno un diametro tipico attorno al millimetro. I cavi per il trasporto di energia elettrica possono anche essere realizzati avvolgendo piattine di HTS su un supporto metallico (tipicamente in rame) che ne garantisce la stabilità. I cavi a treccia presentano tuttavia una maggior flessibilità. Sia i fili che le piattine vengono ottenute attraverso un processo di trafilatura a partire da una billetta, come mostrato nelle figure 3.5 - 3-6.

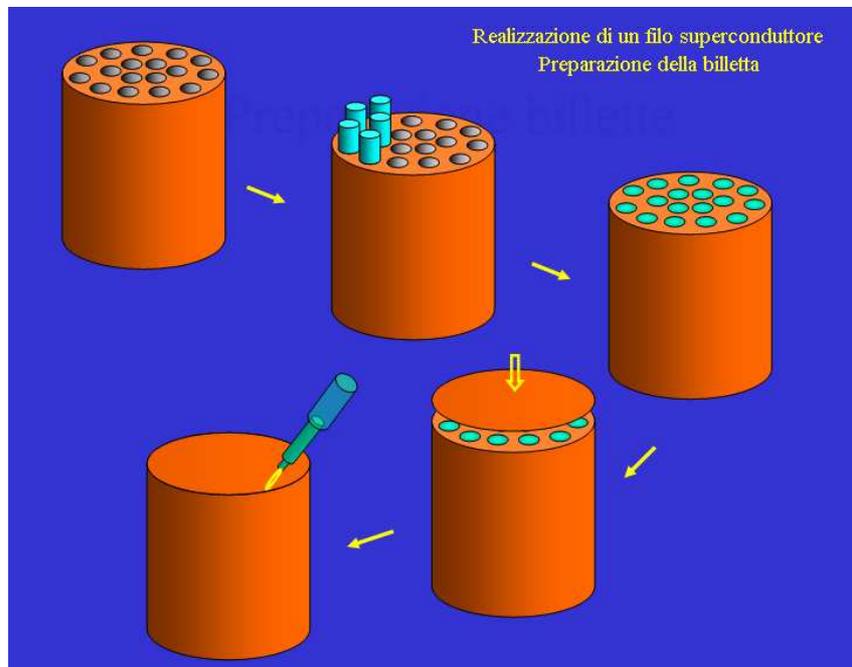


Figura 3.5 – Preparazione della billetta (barre di Magnesio, guaina di ferro o acciaio basso legato rivestita da un foglio di niobio; lo spazio tra le barre è riempito con polvere di boro)

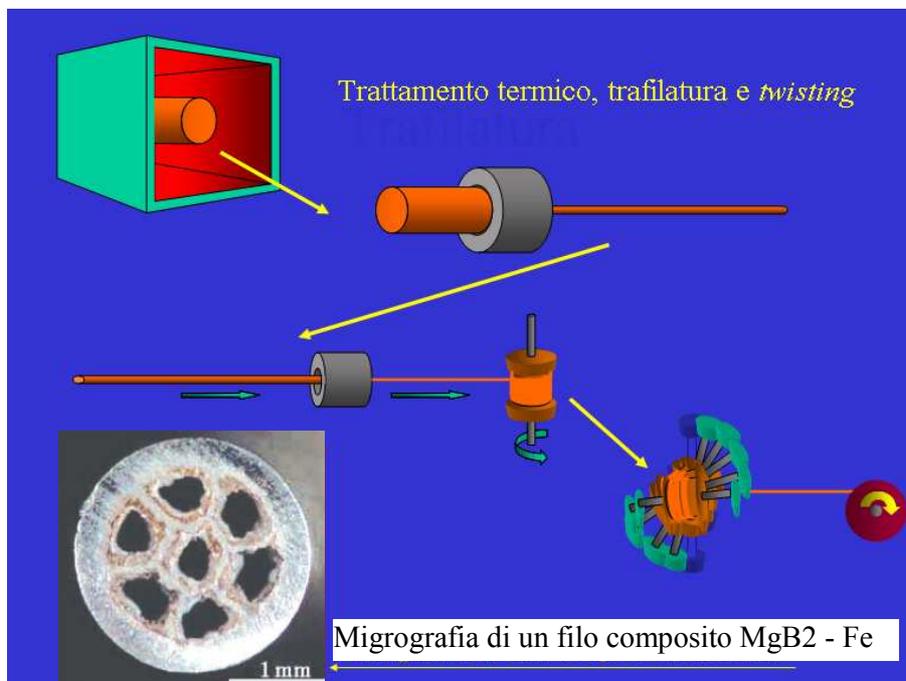


Figura 3.6 – Preparazione di un filo composito MgB₂ – Fe.

A causa dei transitori durante il funzionamento della linea dovuti alle fluttuazioni dei generatori eolici/fotovoltaica, alle variazioni di carico sulla rete e alla normali operazioni degli inverter, alla corrente nominale di linea si sovrappone un ripple di corrente che genera un campo magnetico variabile. Tale campo genera correnti di schermo nel filo che si chiudono attraverso la matrice metallica (più facilmente che all'interno di un singolo filamento) provocando un accoppiamento dei filamenti che porta ad effetti indesiderati (possibili instabilità dovute a flux jump e dissipazioni). Il twisting dei filamenti permette di ridurre questo effetto. L'operazione di twisting viene solitamente ripetuta nei cavi a treccia, attraverso più stadi di cablatura, come mostrato in figura 3.7. Al fine di stabilizzare il cavo in fase di guasto (vedi sezione 5) durante l'operazione di cablatura si alternano ai fili di superconduttore fili di rame.

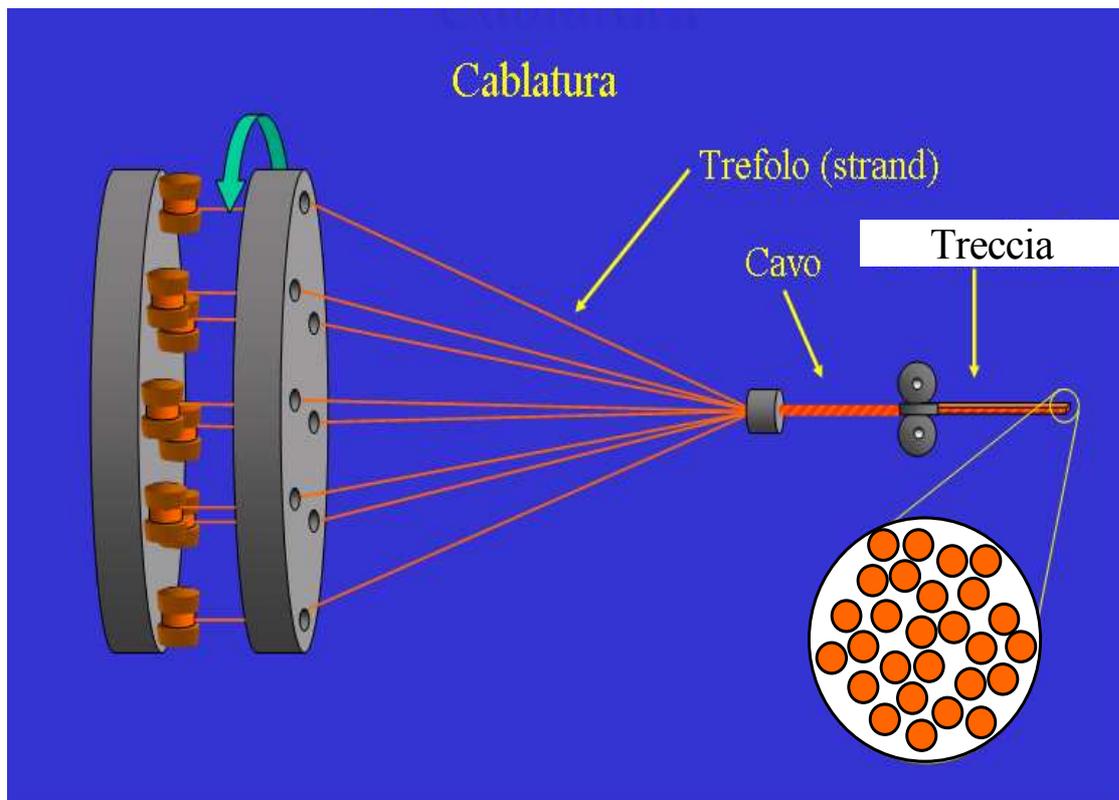


Figura 3.6 – Cablatura della treccia.

La figura 3.7 mostra lo schema di principio della struttura del cavo: all'esterno della sezione conduttiva sono presenti, nell'ordine, una sezione anulare in cui fluisce il refrigerante LH₂; una sezione di superisolamento termico, vari strati di isolamento elettrico, lo schermo metallico e la guaina esterna (con una funzione di protezione meccanica). Il dimensionamento della sezione criogenica del è effettuata nella sezione 4). L'isolamento elettrico per la tensione nominale di 4 kV non presenta alcuna criticità. Per quanto riguarda il dimensionamento di massima della sezione Superconduttiva della Linea, si sono considerate due ipotesi.

- Cavo realizzato con filo $\phi 2.2$ mm disperso in una matrice di fili di Cu
- Cavo realizzato con nastro $35 \text{ mm} \times 0.35 \text{ mm}$ avvolto su un supporto in Cu

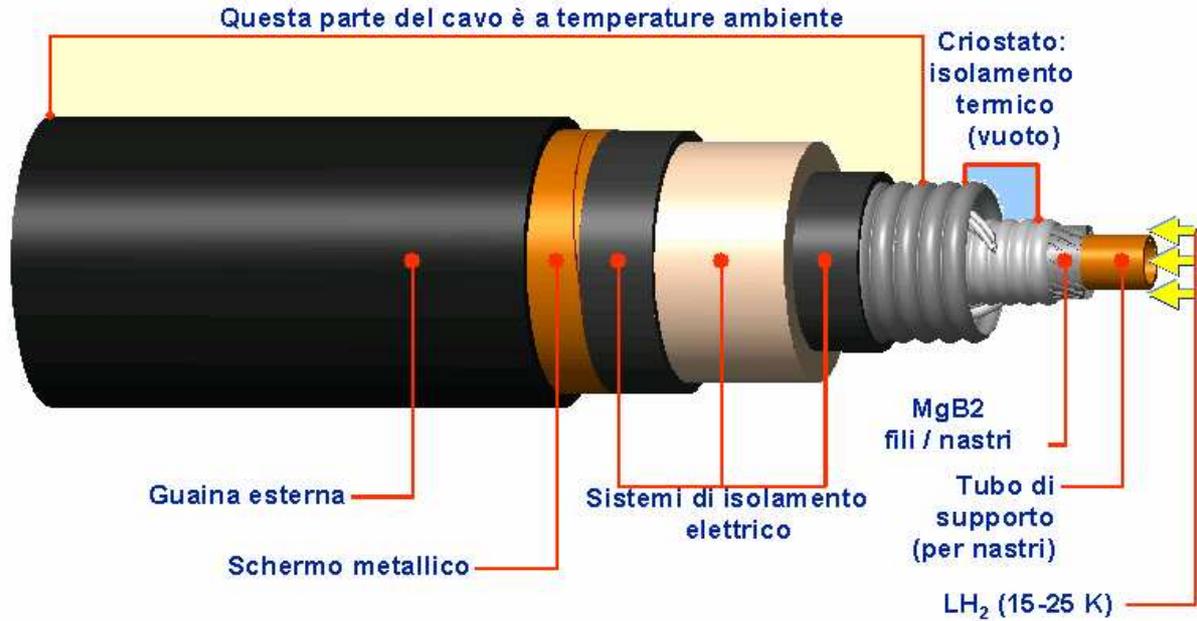


Figura 3.7 – Schema di principio della struttura del cavo.

Ipotesi 1 – filo

Supponendo di realizzare il cavo con filo $\phi 2.2$ mm in una matrice di fili di rame, la treccia di fili contiene una frazione di vuoto $\alpha_{LH2} = 0.2 - 0.3$.

Il numero dei fili necessari è circa pari a 27. Con questa scelta si ha che la corrente massima portata dal cavo è pari a circa $27 \times (2.2 \text{ mm})^2 \times (\pi/4) \times J_{c,eng} \cong 12.32 \text{ kA}$. Con una corrente nominale di 12 kA, ogni filo porta quindi circa 456 A.

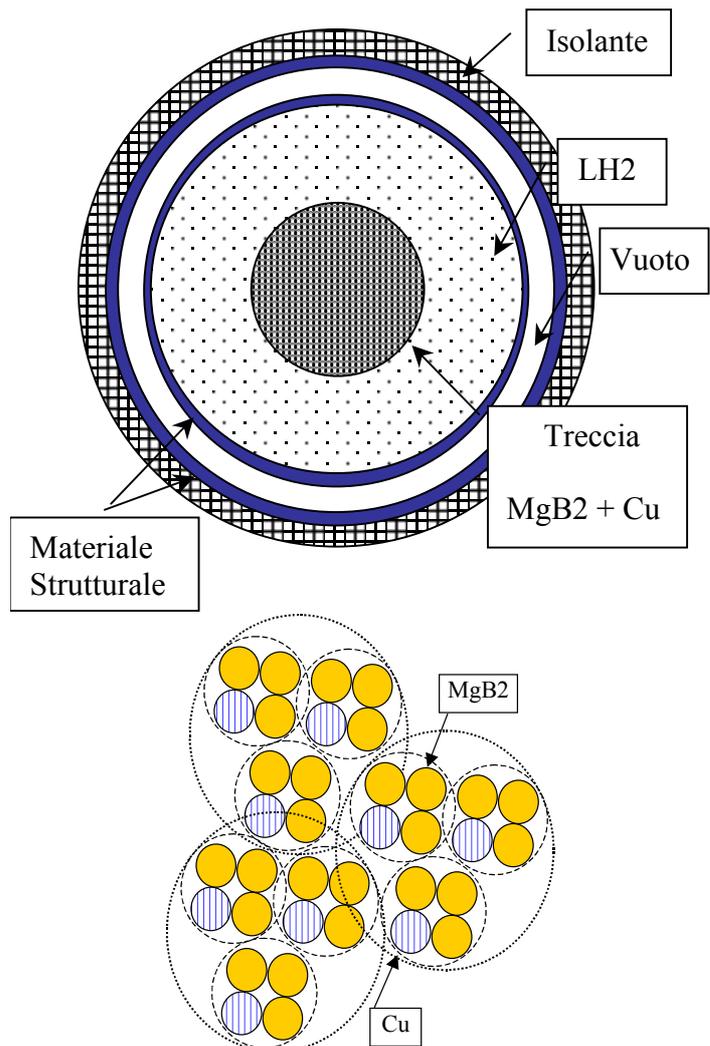
A seguito dell'analisi di guasto (vedi sezione 5.2), si è stimato che 9 fili di rame ($\phi 2.2$ mm) siano sufficienti a stabilizzare il quench, in modo che la temperatura nel LH2 non superi la temperatura di vapore (circa 27 K). In tale ipotesi, la treccia potrebbe essere realizzata con una struttura $4 \times 3 \times 3$.

Il diametro equivalente della treccia si può calcolare con la relazione:

$$(27 + 9) \times \frac{\pi}{4} (2.2 \text{ mm})^2 \times (1 + \alpha_{LH2}) = \frac{\pi}{4} D_{eq}^2$$

che fornisce $D_{eq} = 1.5 \text{ cm}$. Inoltre il campo massimo risulta pari a

$$B_{max} = \mu_0 I / \pi D_{eq} \cong 320 \text{ mT}$$



Ipotesi 2 – nastro

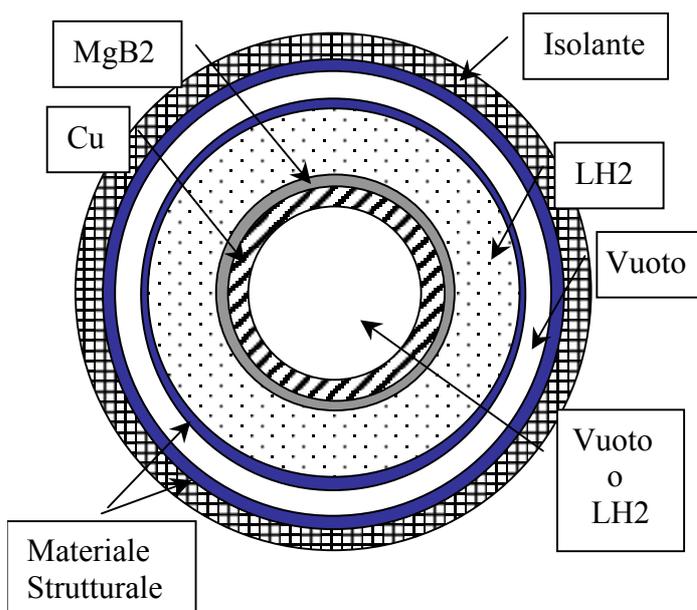
Supponendo di realizzare il cavo con nastro $35 \text{ mm} \times 0.35 \text{ mm}$ avvolto su un supporto in rame, detto δ lo spessore della piattina e R_{Cu} il raggio (esterno) del supporto in rame si ha:

$$I = 2\pi R_{Cu} \delta J_{c,eng}$$

Il campo massimo in direzione azimutale risulta pari a:

$$B_{\theta} = \mu_0 I / 2\pi R_{Cu} = \mu_0 \delta J_{c,eng} \cong 50 \text{ mT}.$$

Si noti che è indipendente dal dimensionamento del supporto in rame



Il numero dei nastri necessari è circa pari a 84 disposti su 4 strati costituiti da 21 piattine. Ogni successivo strato di piattine verrebbe avvolto in senso opposto al precedente. Con questa scelta si ha che la corrente massima portata dal cavo è pari a circa $84 \times 35 \text{ mm} \times 0.35 \text{ mm} \times J_{c,eng} \cong 12.35 \text{ kA}$. Con una corrente nominale di 12 kA, ogni piattina porta quindi circa 147 A.

Per calcolare il campo massimo sulla piattina, senza scegliere il passo di avvolgimento, si può considerare il campo massimo in direzione assiale e comporlo con il campo azimutale calcolato:

$$B_z = \mu_0 \delta J_{c,eng} \cong 50 \text{ mT}, \text{ da cui } B_{\max} = \sqrt{B_{\theta}^2 + B_z^2} \cong 71 \text{ mT}.$$

Il diametro minimo necessario per avvolgere i nastri sul supporto è pari a $35 \text{ mm} / \tan(\pi/21)$, cioè circa 2.3 cm. Tenuto conto dell'ingombro delle piattine, il diametro della sezione superconduttiva è circa 2.7 cm. Lo spessore del supporto in rame va dimensionato in base all'analisi di stabilità del guasto (quench della sezione superconduttiva) in modo che la temperatura nel LH2 non superi la temperatura di vapore (circa 27 K).

Poiché la sezione superconduttiva ha la stessa area totale (circa 1 cm^2) in entrambe le configurazioni, il costo del materiale superconduttore è lo stesso. Le due configurazioni sembrano equivalenti anche dal punto di vista della difficoltà realizzative, in quanto le tecnologie di avvolgimento sono ben sviluppate. Tuttavia, il supporto in rame conferisce alla configurazione con piattine una maggiore rigidità a flessione rispetto alla treccia. Tenendo conto che il trasporto e la posa del cavo avvengono avvolgendo il cavo stesso su un aspo, e che il raggio di curvatura ammissibile per fili e piattine di MgB2 è circa 1 m, sembra preferibile la soluzione a treccia.

Per la stima delle dimensioni per il trasporto del cavo, si consideri un aspo di raggio R , su cui è avvolto n volte (a spira singola) un cavo di raggio r . È possibile calcolare la lunghezza approssimativa della spira avvolta come:

$$l_{spira} = \sum_{i=1}^n 2\pi R_i = \sum_{i=1}^n 2\pi \cdot (R + (2 \cdot i - 1) \cdot r) = 2\pi \cdot \left((R - r) n + 2r \frac{n(n+1)}{2} \right) = 2\pi n (R + nr)$$

Se ora si considerano m avvolgimenti affiancati sull'aspo si ottiene una lunghezza totale del cavo avvolto pari a:

$$l_{cavo} = l_{spira} \cdot m = 2\pi n m (R + nr)$$

mentre le dimensioni totali dell'aspo (diametro e larghezza) sono date da:

$$D_{aspo} = 2 (R + 2 n r), \quad L_{aspo} = 2 m r$$

Considerato un aspo con raggio di avvolgimento pari a $R = 1$ m (valore compatibile con le specifiche dichiarate per tubi tipo Cryoflex) su cui si avvolge un cavo con diametro di 16 cm (vedi sezione 4), un tratto di cavo di lunghezza $l_{cavo} = 1$ km può essere avvolto con $n = 5$ e $m = 23$, ottenendo un aspo di dimensioni $D_{aspo} = 3.6$ m e $L_{aspo} = 3.68$ m. L'intero tratto di lunghezza $l_{cavo} = 10$ km può invece essere avvolto con $n = 16$ e $m = 44$, ottenendo un aspo di dimensioni $D_{aspo} = 7.12$ m e $L_{aspo} = 7.04$. Stimando il peso per unità di lunghezza del cavo in 5 kg/m (valore compatibile con i dati forniti nel catalogo Cryoflex) si ottiene rispettivamente un peso del cavo avvolto (escluso il peso del nucleo stesso dell'aspo) di 5 tonnellate per 1 km oppure 50 tonnellate per 10 km. Le dimensioni relative sono mostrate nella figura

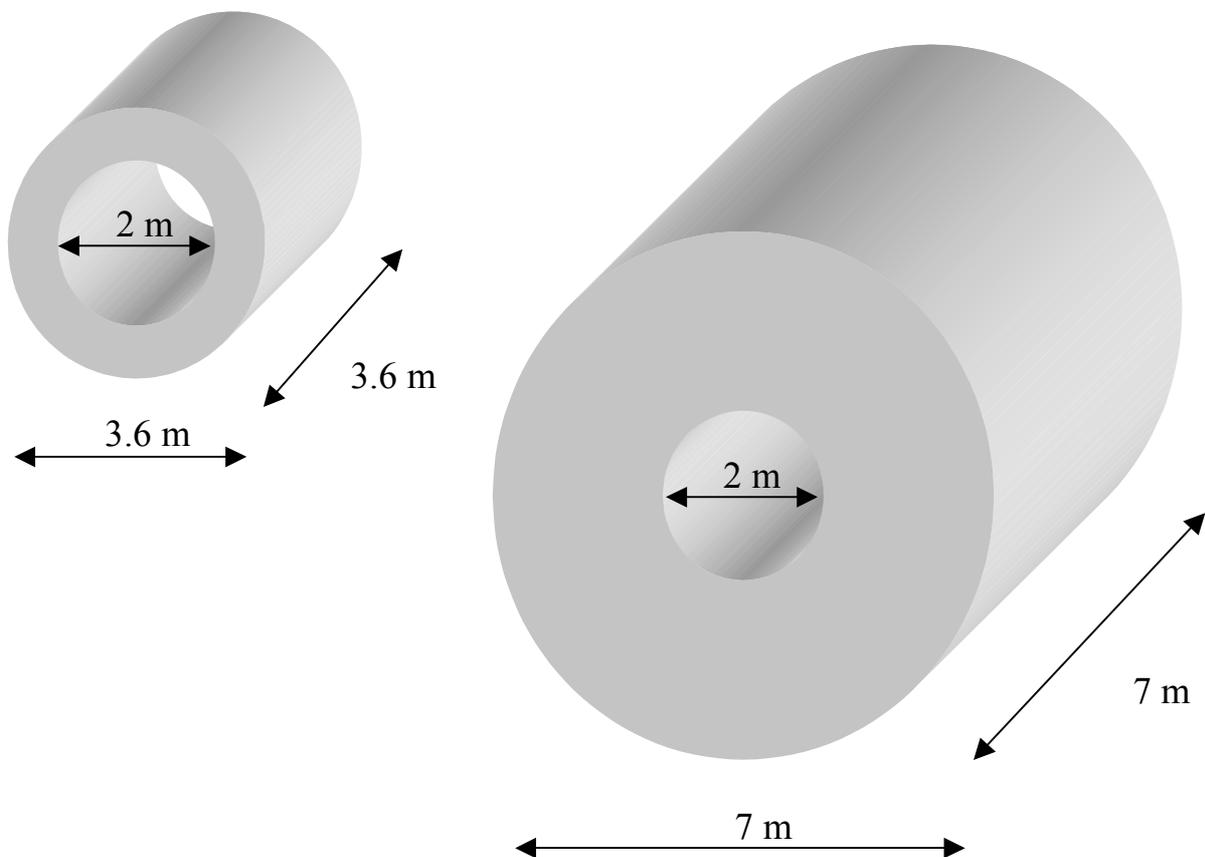


Figura 3.8 – Ingombri del cavo avvolto (1 km a sinistra, 10 km a destra).

3.2 Stima delle perdite in condizioni di funzionamento nominale

Le perdite nel cavo superconduttore in condizioni di funzionamento nominale sono di tre tipi:

- perdite per conduzione;
- perdite per accoppiamento
- perdite per isteresi

Perdite per conduzione

La corrente sul singolo elemento superconduttivo (nastro o filo) in condizioni nominali risulta affetta da un ripple di circa $1A_{ac}/kA_{dc}$ (vedi sezione 2). Possiamo approssimare la corrente sul singolo elemento superconduttivo come:

$$I(t) = I_{dc} + I_{ac,M} \cos(\omega t) \quad (3.1)$$

La densità di corrente sulla sezione risulta quindi:

$$J(t) = \frac{I(t)}{S} = \frac{I_{dc}}{S} + \frac{I_{ac,M}}{S} \cos(\omega t) = J_{dc} + J_{ac,M} \cos(\omega t) \quad (3.2)$$

Il campo elettrico è ben approssimato da una legge della potenza [Flukiger R, *et al*, “Superconducting properties of MgB2 tapes and wires”, *Physica C*, vol. 385, pp. 286-305 2003], con $E_c = 1 \mu V/cm$ ed n compreso tra 30 e 100 (variabile al variare del campo di induzione applicato):

$$E = E_c \left(\frac{J}{J_c} \right)^n \quad (3.3)$$

Definiamo la componente continua del campo elettrico come:

$$E_{dc} = E_c \left(\frac{J_{dc}}{J_c} \right)^n \quad (3.4)$$

Sostituendo la (3.2) nella (3.3) si ottiene l'espressione

$$E(t) = E_c \left(\frac{J_{dc}}{J_c} + \frac{J_{ac,M}}{J_c} \cos(\omega t) \right)^n = E_{dc} \left(1 + \frac{J_{ac,M}}{J_{dc}} \cos(\omega t) \right)^n \quad (3.5)$$

che può essere approssimata (al secondo ordine) tenendo conto che $J_{ac,M}/J_{dc} \approx 10^{-3}$:

$$E(t) \cong E_{dc} \left(1 + n \frac{J_{ac,M}}{J_{dc}} \cos(\omega t) + \frac{n^2}{2} \left(\frac{J_{ac,M}}{J_{dc}} \right)^2 \cos^2(\omega t) \right) \quad (3.6)$$

La potenza istantanea assorbita dal singolo elemento superconduttivo (nastro o filo) per unità di lunghezza è dunque valutabile come:

$$E(t)J(t)S \cong SE_{dc} \left(J_{dc} + (n+1)J_{ac,M} \cos(\omega t) + n \left(\frac{n}{2} + 1 \right) \frac{J_{ac,M}^2}{J_{dc}} \cos^2(\omega t) + \frac{n^2}{2} \frac{J_{ac,M}^3}{J_{dc}^2} \cos^3(\omega t) \right) \quad (3.7)$$

Mediando la (3.7) in un periodo si ottiene:

$$\langle E(t)J(t)S \rangle \cong SE_{dc} J_{dc} + \frac{n}{2} \left(\frac{n}{2} + 1 \right) SE_{dc} J_{dc} \left(\frac{J_{ac,M}}{J_{dc}} \right)^2 = \tilde{P}_{dc} + \tilde{P}_{ac} \quad (3.8)$$

dove $\tilde{P}_{dc} = SE_{dc} J_{dc}$ e $\tilde{P}_{ac} = \frac{n}{2} \left(\frac{n}{2} + 1 \right) \left(\frac{J_{ac,M}}{J_{dc}} \right)^2 \tilde{P}_{dc}$. La potenza per unità di lunghezza dissipata nel cavo si ottiene moltiplicando per il numero di elementi superconduttivi

- Supponendo di realizzare il cavo con nastro 35 mm × 0.35 mm avvolto su un supporto in rame, si è visto che sono necessarie 84 piattine. Posto $n = 100$ e $J_{ac,M}/J_{dc} \approx 10^{-3}$, risulta:

$$\tilde{P}_{dc,tot} \cong 69 \text{ mW/m e } \tilde{P}_{ac,tot} \cong 0.18 \text{ mW/m}$$

- Supponendo di realizzare il cavo con filo $\phi 2.2$ mm disperso in una matrice di fili di rame, si è visto che sono necessari 27 fili. Posto $n = 100$ e $J_{ac,M}/J_{dc} \approx 10^{-3}$, risulta:

$$\tilde{P}_{dc,tot} \cong 89 \text{ mW/m e } \tilde{P}_{ac,tot} \cong 0.23 \text{ mW/m}$$

In entrambe le configurazioni quindi la potenza dissipata sul cavo in condizioni nominali è molto minore degli ingrassi termici previsti (2 W/m) dall'ambiente.

Perdite per accoppiamento

Nei cavo superconduttori gli strand sono avvolti in diversi stadi di avvolgimento e inseriti nel criostato di acciaio. L'idrogeno refrigerante scorre in circolazione forzata all'interno del condotto, bagnando gli strand superconduttivi. Come nei cavi per magneti, sia di tipo Rutherford che di tipo CICC, gli strand vengono trasposti al fine di ridurre le perdite in corrente alternata dovute alla circolazione di correnti indotte. La trasposizione è tuttavia incompleta, e a causa dei contatti tra gli strand, si generano correnti indotte, cui sono associate le perdite per accoppiamento.

Al fine di valutare le perdite per accoppiamento, si è utilizzato un modello circuitale monodimensionale che è stato sviluppato nell'ambito delle ricerche sui magneti per la fusione termonucleare controllata [R. Zanino, M. Bagnasco, F. Bellina, P. Gislou, P.L. Ribani and L. Savoldi Richard, "Modeling AC losses in the ITER NbTi poloidal field full size joint sample (PF-FSJS) using the THELMA code", *Fusion Engineering and Design*, Vol. 75-79, pp. 23-27, November 2005]. Tale codice è stato sviluppato per tenere in conto degli accoppiamenti induttivi di ogni strand del cavo avvolto in un magnete con tutti i tratti di cavo, anche lontani, presenti nell'avvolgimento. Le equazioni del modello sono tratte dalle equazioni di Maxwell, e consentono lo studio completo di un avvolgimento o di un insieme di avvolgimenti.

La figura 3.9 mostra l'andamento delle perdite per accoppiamento, relativamente alle perdite per conduzione, supponendo di realizzare il cavo con filo $\phi 2.2$ mm disperso in una matrice di fili di rame, con la struttura di avvolgimento 4×3×3 e con passi di twist rispettivamente di 25 mm, 38 mm, e 51 mm [E. Lee, *AC loss in superconducting composites: continuous and discrete models for round and rectangular cross sections, and comparisons to experiments*, Ph.D. thesis, Ohio State University, 2004], al variare della conduttanza trasversale che generalmente è incognita. Si è supposto inoltre che la corrente sul cavo sia 12 kA_{dc} e che in condizioni nominali risulti affetta da un ripple di 1A_{ac}/kA_{dc} alla frequenza di 600 Hz (vedi sezione 2). Si noti come, anche nel caso peggiore, le perdite per accoppiamento risultino dello stesso ordine di grandezza delle perdite per conduzione.

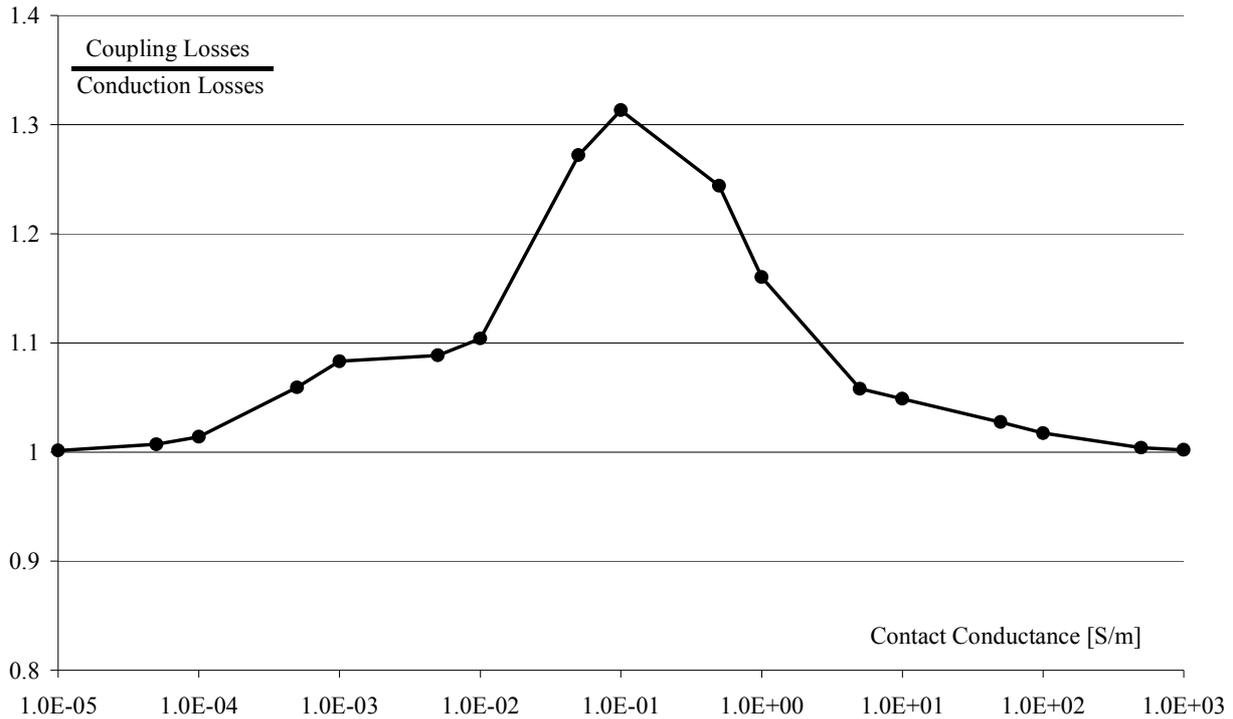


Figura 3.9 – Perdite per accoppiamento, relativamente alle perdite per conduzione (passi di twist 25 mm, 38 mm, 51 mm).

Perdite per isteresi

Anche all'interno dei singoli fili che compongono il cavo, a causa delle variazioni del campo di induzione, si inducono correnti che sono causa di perdite. Tenendo conto che il conduttore più sollecitato è alla periferia del cavo (320 mT) ove il ripple di campo si suppone pari a 320 μT, la figura 3.10, mostra che il materiale segue dei cicli d'isteresi minori. Pertanto, la potenza dissipata per unità di volume può essere valutata tramite la relazione

$$P \cong \frac{1}{\mu_0} \omega \chi'' B_{ac}^2 \tag{3.9}$$

dove ω è la pulsazione del ripple e χ'' è la parte immaginaria della suscettività complessa [M. Ali Omar, *Elementary solid state Physics*, Addison Wesley, NY, 1993, p. 472]. La figura 3.11 [K. Papagelis, *et al*, "Phase separation in carbon-doped MgB2 studied by means of alternating current susceptibility measurements", *J. Phys.: Condens. Matter*, Vol. 14, pp. 7363–7369, 2002] (1 e.m.u./cm³ = 1000 A/m, 1Oe = 250/π A/m) mostra la suscettività misurata su un campione di MgB2 da 40 mg alla frequenza di 333 Hz. Considerando una densità per l'MgB2 pari a 2.7 g/cm³ risulta $\chi'' \approx 5.3 \times 10^{-5}$. Trascurando la dipendenza della suscettività dalla frequenza, mostrata in figura 3.12 e da B_{DC}, mostrata in figura 3.13 (320 mT ≅ 3200 Oe), la (3.9) fornisce un valore di 2.6 mW/m³, che, riferita alla sezione del cavo realizzato con filo e struttura 4×3×3, fornisce un valore di 0.26 μW/m, del tutto trascurabile rispetto alle altre fonti di perdita..

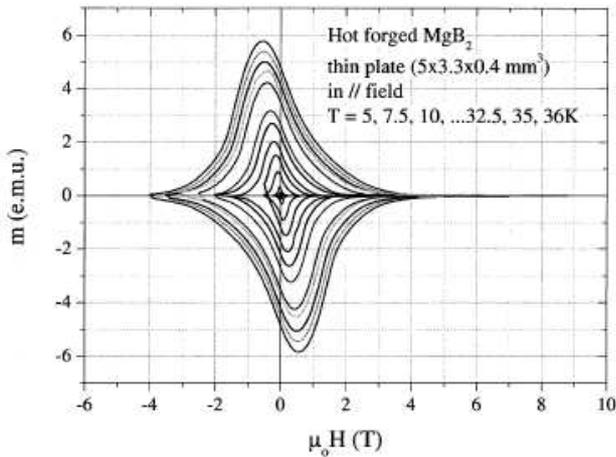


Figura 3.10 – Cicli di isteresi dell' MgB₂ [M. Dhallè *et al*, “Transport and inductive critical current densities in superconducting MgB₂”, *Physica C*, vol. 363, pp. 155-165, 2001].

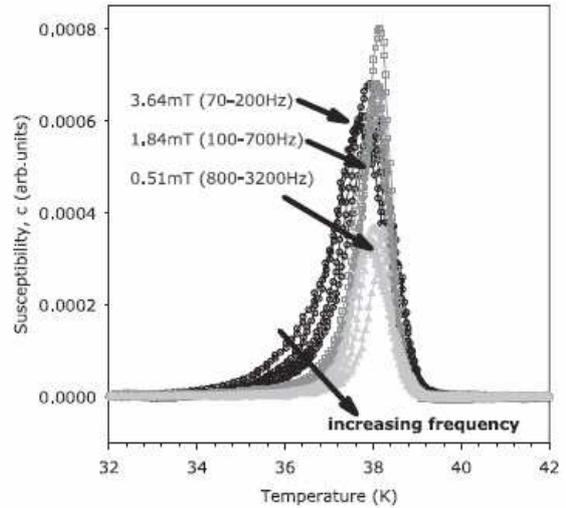


Figura 3.12 – Dipendenza della parte immaginaria della suscettività complessa dalla frequenza per MgB₂. [Roland V Sarmago and Margie P Olbinado, “AC loss intrinsic to MgB₂ at low magnetic fields”, *Supercond. Sci. Technol.*, vol. 18, pp. 307–310, 2005].

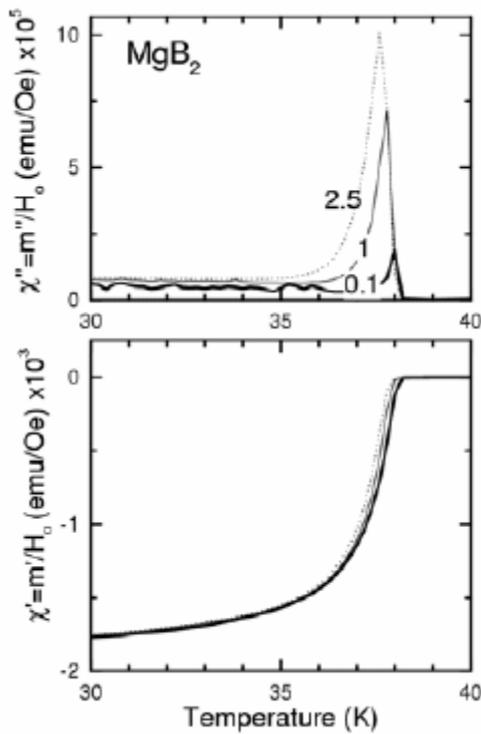


Figura 3.11 – Componenti della suscettività complessa per MgB₂.

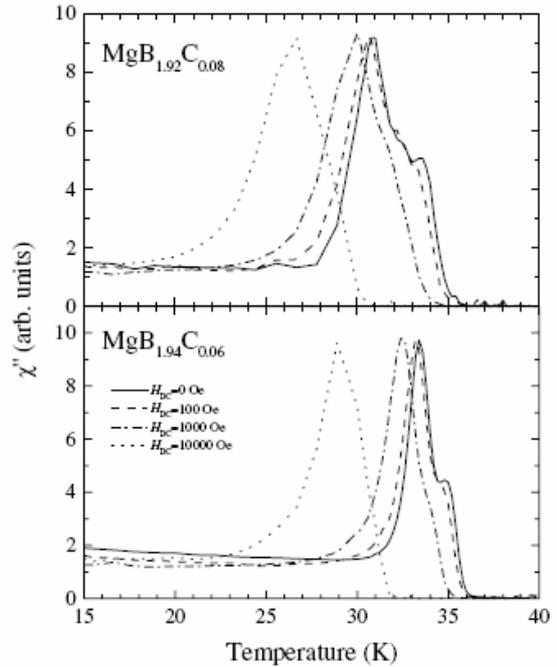


Figura 3.13 – Dipendenza della parte immaginaria della suscettività complessa dal campo di induzione DC per MgB₂C_x.

4. REFRIGERAZIONE DELLA LINEA

Nel progetto del sistema di refrigerazione della linea si suppone che il cavo superconduttore in MgB2 debba essere costantemente mantenuto a temperatura inferiore ai 25 K. Il diametro dell'anima del cavo è supposto pari a 2 cm. Questi valori dipendono dalle specifiche di progetto richieste dal dimensionamento della sezione superconduttiva (sezione 3). Il progetto del circuito di refrigerazione della linea è infatti strettamente connesso con il progetto della sezione del cavo superconduttivo. Una modifica delle dimensioni della sezione o delle specifiche di funzionamento (temperatura massima di funzionamento, comportamento in fase di guasto, ecc...) impone il ridimensionamento del circuito di refrigerazione. Per quanto riguarda le entrate termiche lungo la linea, nei calcoli si è considerato un valore di 2 W/m, valore tipico ricavato in letteratura per cavi di grosso diametro.

4.1 Proprietà del para-idrogeno liquido

I dati riportati in questo capitolo e utilizzati nei calcoli seguenti provengono dal database “Thermophysical Properties of Fluid Systems” del NIST (National Institute of Standards and Technology, www.nist.gov).

Le proprietà del para-idrogeno liquido sono fortemente variabili con la temperatura. L'analisi parte dall'individuazione dei valori di temperatura e pressione entro i quali l'idrogeno si mantiene allo stato liquido. Fig. 4.1.1 mostra la pressione di vapore del para-idrogeno liquido a temperature comprese fra 18 e 30 K. Le specifiche di funzionamento del cavo in MgB2 impongono una temperatura massima di funzionamento di 25 K; affinché l'idrogeno rimanga in fase liquida fino a tale temperatura occorre che la pressione minima lungo la linea sia di almeno 3.5 bar (in particolare ciò deve verificarsi all'uscita della linea, dove la pressione è minima e la temperatura è massima). Per cautela si sceglie come dato di progetto una pressione minima lungo la linea di 5 bar, che corrisponde ad una temperatura di vapore di 27 K.

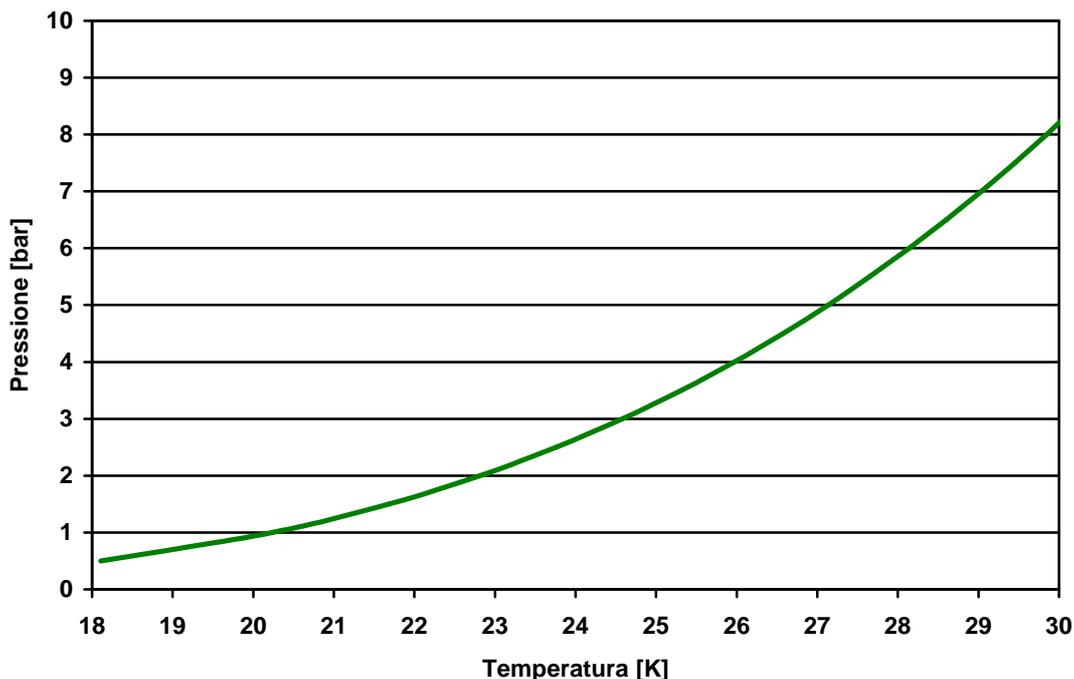


Figura 4.1.1 Pressione di vapore del para-idrogeno liquido al variare della temperatura.

Allo stesso tempo è necessario assicurare che l'idrogeno non solidifichi. La temperatura di punto triplo del para-idrogeno è di 13.8 K a 0.07 bar. La temperatura di solidificazione è poi crescente con la pressione (come è tipico dei materiali che subiscono una diminuzione di volume quando solidificano). Il problema della solidificazione dell'idrogeno si presenta quindi all'inizio della linea, dove la pressione è massima e la temperatura è minima. In Fig. 4.1.2 è mostrata la temperatura di solidificazione al variare della pressione fra 0.07 e 30 bar. Supponendo che la pressione massima del circuito (all'inizio della linea) sia pari a 17.5 bar, occorre fissare la temperatura minima di refrigerazione a circa 14.4 K.

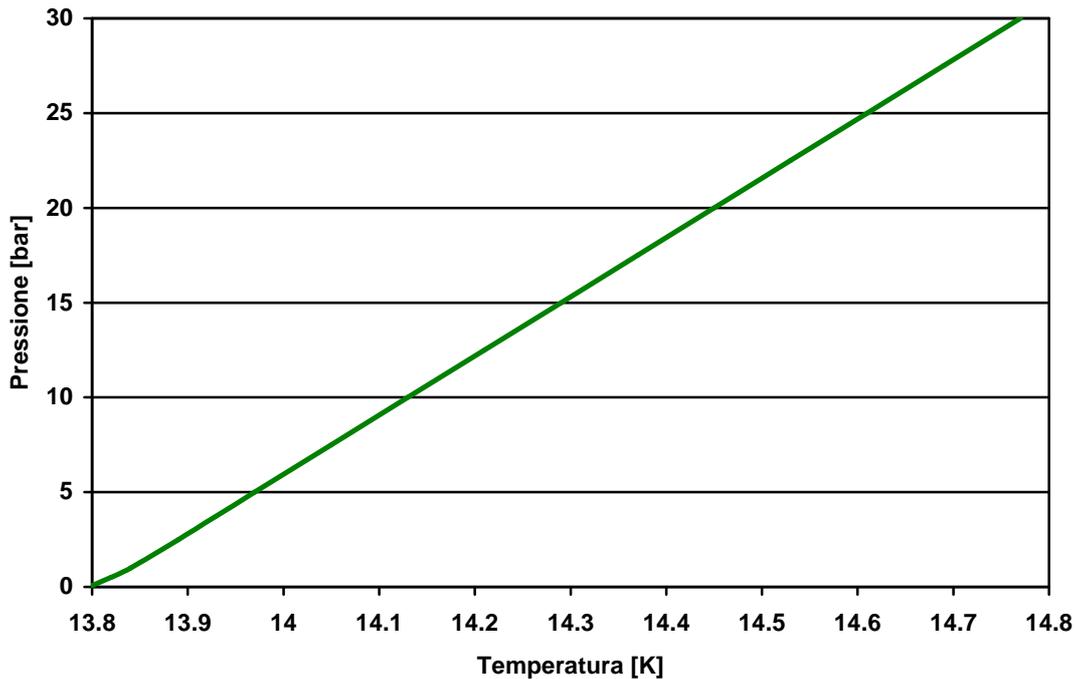


Figura 4.1.2 Andamento della temperatura di solidificazione del para-idrogeno al variare della pressione.

In definitiva, nel progetto del circuito di refrigerazione della linea, si sceglie come intervallo ammissibile di variazione della temperatura e della pressione del para-idrogeno l'intervallo che va rispettivamente da 14.4 a 27 K e da 5 a 17.5 bar. Le specifiche di funzionamento del cavo superconduttivo in MgB2 aggiungono poi un'ulteriore limite alla temperatura massima lungo la linea pari a 25 K.

Le figure 4.1.3, 4.1.4 e 4.1.5 mostrano i valori di densità ρ , calore specifico a pressione costante c_p , e viscosità μ del para-idrogeno liquido al variare di temperatura e pressione. Si noti la forte dipendenza delle proprietà soprattutto nei confronti della temperatura: al passare da 14.4 K a 27 K la densità diminuisce di circa il 20%, il calore specifico raddoppia, mentre la viscosità si riduce ad un terzo.

Poiché la temperatura dell'idrogeno varia lungo la linea, per il progetto del circuito refrigerante è necessario considerare le corrispondenti variazioni delle proprietà. Occorre quindi dividere il progetto in due fasi. Un primo dimensionamento di tentativo, riferendosi alle proprietà medie dell'idrogeno lungo la linea, e una successiva fase di verifica, nella quale la linea viene scomposta

in tratti successivi, in corrispondenza delle quali vengono calcolati i valori reali delle proprietà dell'idrogeno e i corrispondenti incrementi di temperatura e cadute di pressione.

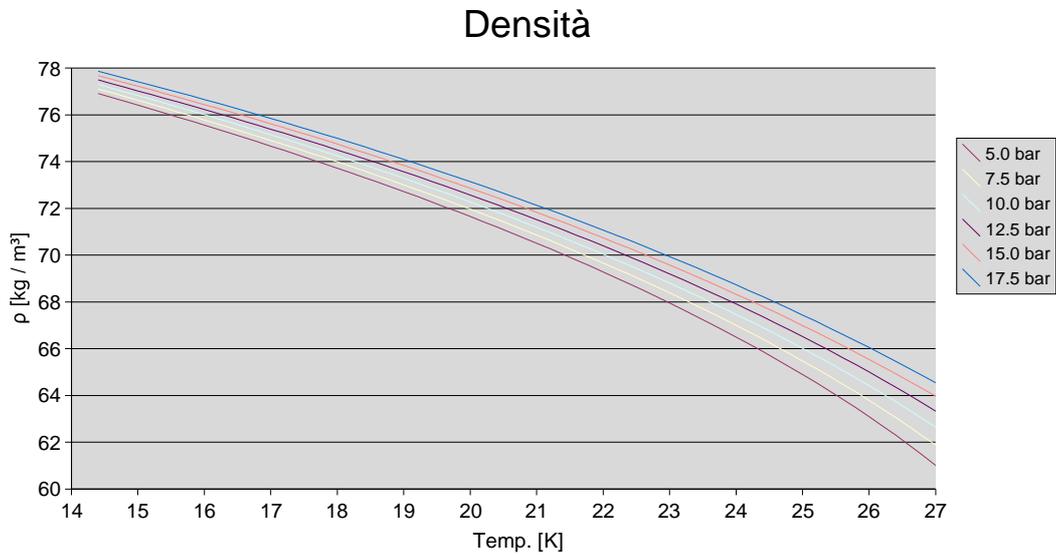


Figura 4.1.3 Densità del para-idrogeno liquido.

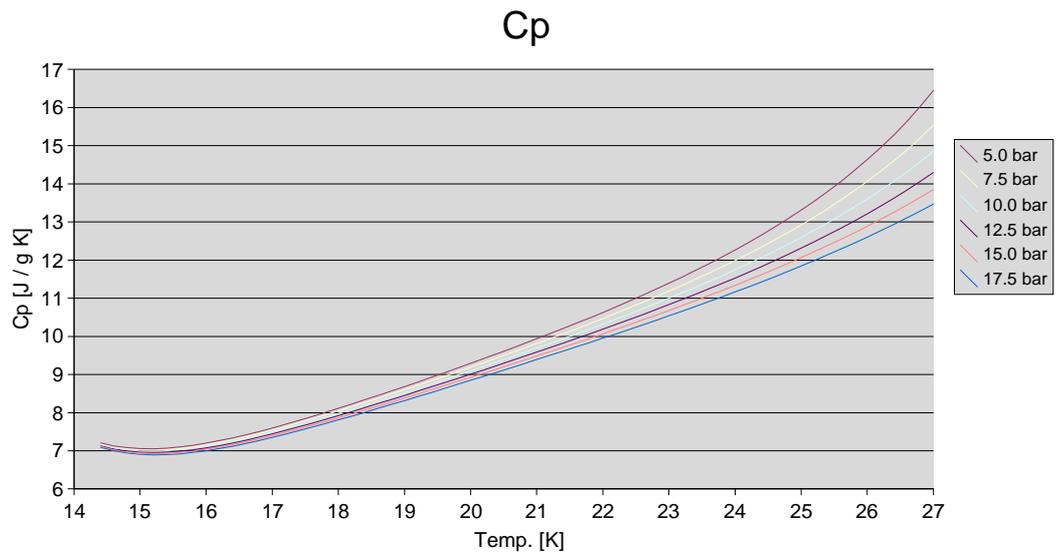


Figura 4.1.4 Calore specifico pressione costante del para-idrogeno liquido.

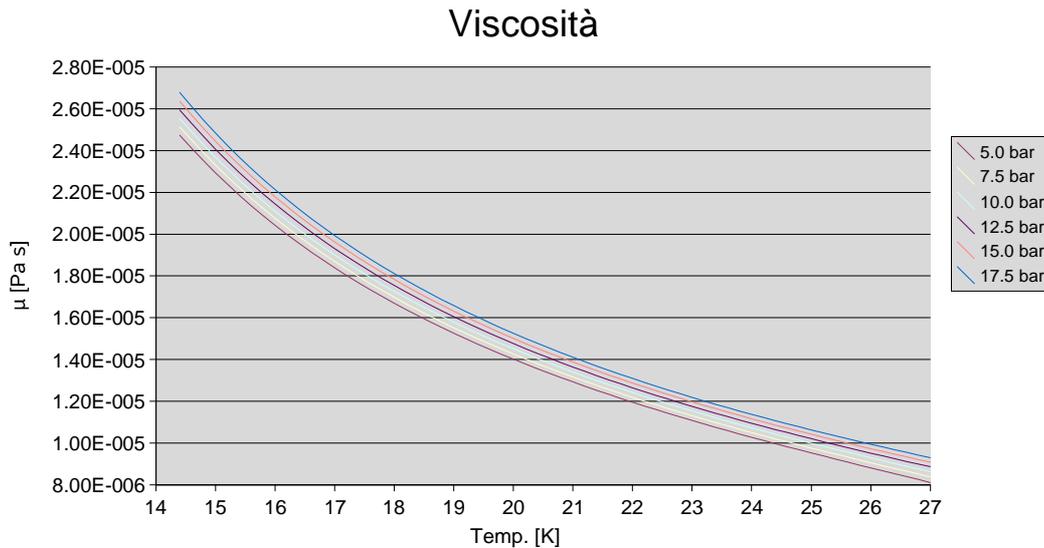


Figura 4.1.5 Viscosità del para-idrogeno liquido.

4.2 Progetto della linea con sezione anulare e tubo corrugato flessibile (dimensionamento di tentativo)

Il progetto della linea di trasporto di LH2 è stata effettuata tenendo conto che il dimensionamento della sezione superconduttiva (nella sezione 3) rende possibile l'adozione di un tubo corrugato flessibile solo utilizzando la soluzione a "treccia di conduttori". Pertanto, il codice di calcolo utilizzato per il dimensionamento della sezione della linea, in funzione della duplice funzione di trasporto di idrogeno liquido e di raffreddamento del cavo superconduttivo in MgB₂, tiene conto sia della effettiva sezione anulare del tubo con la parte interna occupata dal cavo superconduttivo (tramite definizione del diametro idraulico equivalente $D = D_2 - D_1$) sia della corrugazione del tubo necessaria ad ottenere una linea flessibile e quindi più facile da trasportare e mettere in posa (utilizzando per il fattore d'attrito la formula $f_{corr} = 4 \cdot f_s$ dove f_s è il valore fornito dal diagramma di Colebrook per tubo perfettamente liscio [Nexans Cryoflex[®] Transfer Lines for Liquid Gases, catalogo 2003]).

Le specifiche da cui si è partiti per il progetto del circuito refrigerante sono le seguenti:

- Lunghezza totale della linea $L = 10$ km.
- Diametro dell'anima del cavo superconduttivo: $D_1 = 2$ cm.
- Temperatura di refrigerazione compresa fra 14.5 e 25 K.
- Pressione minima lungo la linea di 5 bar.
- Entrate termiche totali lungo la linea, comprendenti entrate termiche dall'ambiente esterno e potenza elettrica dissipata sul cavo superconduttivo: $\dot{\lambda} = 2$ W/m. (dato plausibile ricavato in letteratura).
- Scabrezza del tubo $\varepsilon = 0.045$ mm (valore tipico dell'acciaio lavorato).

Le formule di progetto per il calcolo della caduta di pressione e dell'incremento di temperatura lungo la linea sono le seguenti (i tratti rappresentano i valori medi):

- Caduta di pressione lungo la linea (formula di D'Arcy-Weisbach):

$$\frac{dp}{dz} = -f \frac{\bar{\rho} \bar{v}^2}{2D} = -f \frac{8\bar{\rho} \bar{Q}^2}{\pi^2 D^5}, \quad D = D_2 - D_1 \quad (4.2.1)$$

- Incremento di temperatura lungo la linea:

$$\frac{dT}{dz} = f \frac{\bar{v}^2}{2\bar{c}_p D} + \frac{\dot{\lambda}}{\bar{\rho}\bar{c}_p\bar{Q}} \quad (4.2.2)$$

- Calcolo del fattore d'attrito (formula di Colebrook-White):

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log_{10} \left(\frac{\varepsilon/D}{3.71} + \frac{2.52}{N_{Re} \sqrt{f}} \right), \quad N_{Re} = \frac{\bar{\rho}\bar{v}D}{\bar{\mu}} \quad (4.2.3)$$

Per quanto riguarda i valori delle proprietà dell'idrogeno liquido, si sono utilizzati i valori medi calcolati fra le temperature di 14.5 e 25 K alla pressione di 10 bar:

- Densità $\bar{\rho} = 72.23 \text{ kg/m}^3$.
- Calore specifico a pressione costante $\bar{c}_p = 9169 \text{ J/kg-K}$.
- Viscosità $\bar{\mu} = 1.570\text{e-}5 \text{ Pa-s}$.

La velocità del flusso \bar{v} e la portata in volume \bar{Q} vanno considerate come valori medi, in quanto, essendo costante la portata in massa di idrogeno trasportato, esse variano al variare della densità.

Si noti che la (4.2.2) comprende due termini: il primo rappresenta l'incremento di temperatura a causa dell'attrito viscoso (responsabile della caduta di pressione), mentre il secondo rappresenta l'incremento di temperatura a causa dell'assorbimento dell'entrata termica $\dot{\lambda}$ dall'ambiente esterno.

Per il calcolo del fattore d'attrito, la soluzione diretta della formula implicita di Colebrook-White (4.2.3) richiederebbe un metodo iterativo come ad esempio quello di Newton. In realtà è possibile ricorrere ad una delle varie formule esplicite approssimate disponibili in letteratura. Nei calcoli riportati è stata utilizzata la formula di Romeo-Royo-Monzon, che presenta un errore inferiore allo 0.05% su tutto l'intervallo di validità della formula di Colebrook-White ($3.0\text{E}+03 \leq N_{Re} \leq 1.0\text{E}+08$; $0 \leq \varepsilon/D \leq 0.05$).

C'è da notare che l'applicazione della (4.2.3) con valore di scabrezza $\varepsilon = 0.045 \text{ mm}$ è ammissibile solo nel caso di tubo rigido in acciaio lavorato; nel caso di tubo flessibile corrugato (tipo Nexans Cryoflex[®]) il coefficiente d'attrito può essere calcolato ricorrendo alla teoria del tubo corrugato.

Il grafico a curve di livello di Fig. 4.2.1 mostra l'incremento di temperatura del criogeno lungo la linea espresso in K/km, calcolato mediante la (4.2.2) al variare della portata in volume circolante Q e del diametro esterno del condotto D_2 . Si noti che, fissata una certa portata in volume, all'aumentare del diametro esterno l'incremento di temperatura diminuisce, fino però ad arrivare ad un valore limite. Per diametri elevati l'incremento di temperatura dipende quasi esclusivamente dalla portata circolante e non dal diametro stesso. Questi diagrammi permettono il dimensionamento di progetto della linea. La scelta di $D_2 = 8 \text{ [cm]}$ e di $Q = 4 \text{ [dm}^3/\text{s]}$ determina un incremento di temperatura lungo la linea di 0.8 [K/km] , una caduta di pressione di 0.3 [bar/km] , e una potenza di pompaggio richiesta per ogni linea di $0.1 \text{ [kW}_{pv}/\text{km]}$.

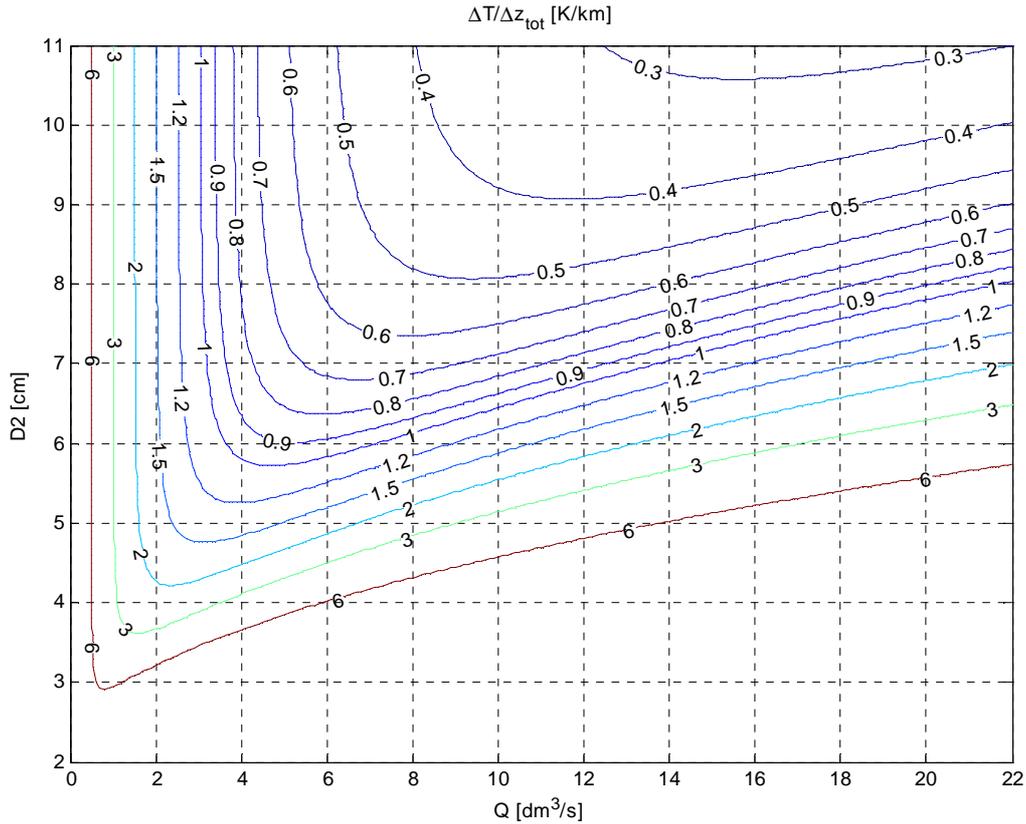


Figura 4.2.1 Incremento di temperatura del criogeno lungo la linea (K/km).

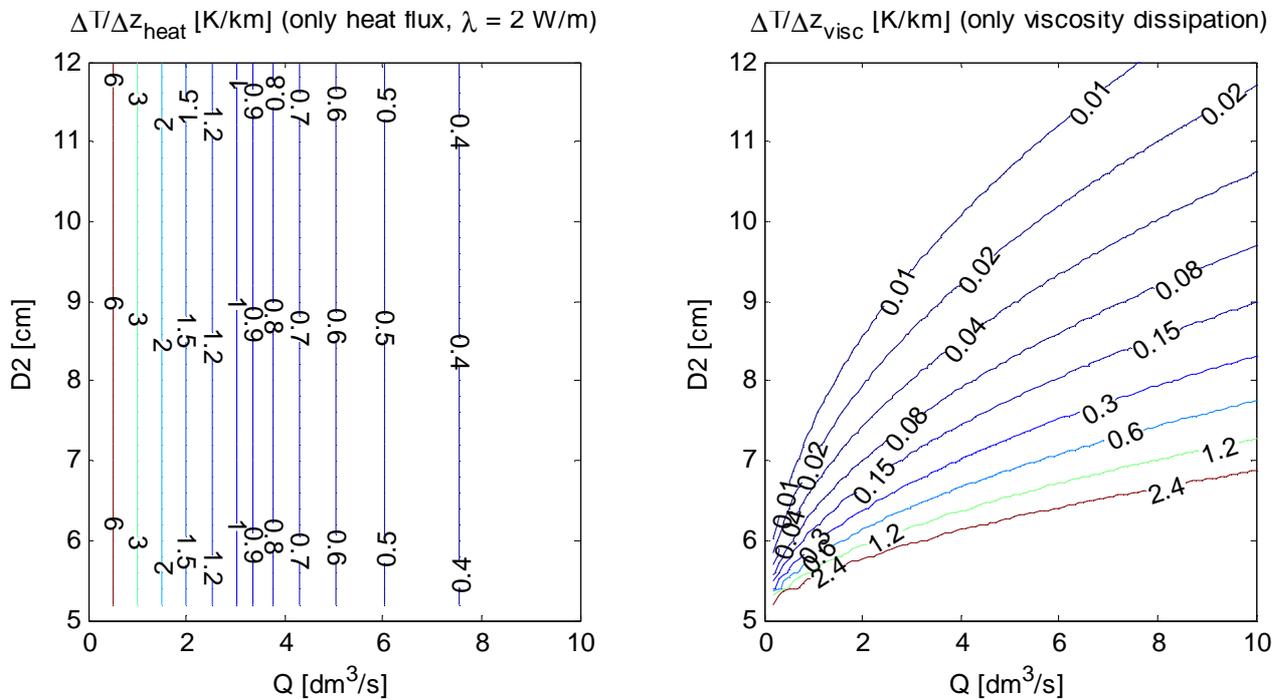


Figura 4.2.2 Separazione dei due termini responsabili dell'incremento di temperatura del criogeno lungo la linea: entrate termiche (a sinistra) e dissipazione viscosa (a destra).

Per chiarire il motivo è utile separare i due termini responsabili dell'incremento di temperatura del criogeno lungo la linea, come mostrato in Fig. 4.2.2. Dall'equazione (4.2.2) si nota che il termine

relativo all'incremento di temperatura causato dalle entrate termiche $\dot{\lambda}$ non dipende dal diametro. Il termine relativo alla dissipazione viscosa dipende invece dal diametro e, per una portata in volume assegnata, diminuisce come $1/D^5$. Quindi, per diametri elevati il termine relativo all'attrito viscoso diventa trascurabile, per cui l'incremento di temperatura risulta funzione della sola portata in volume.

Il grafico a curve di livello di Fig. 4.2.3 mostra la caduta di pressione del criogeno lungo la linea espresso in bar/km, calcolato mediante la (4.2.1) al variare della portata in volume circolante Q e del diametro esterno del condotto D_2 . Fissata una certa portata in volume, all'aumentare del diametro esterno la caduta di pressione diminuisce come $1/D^5$.

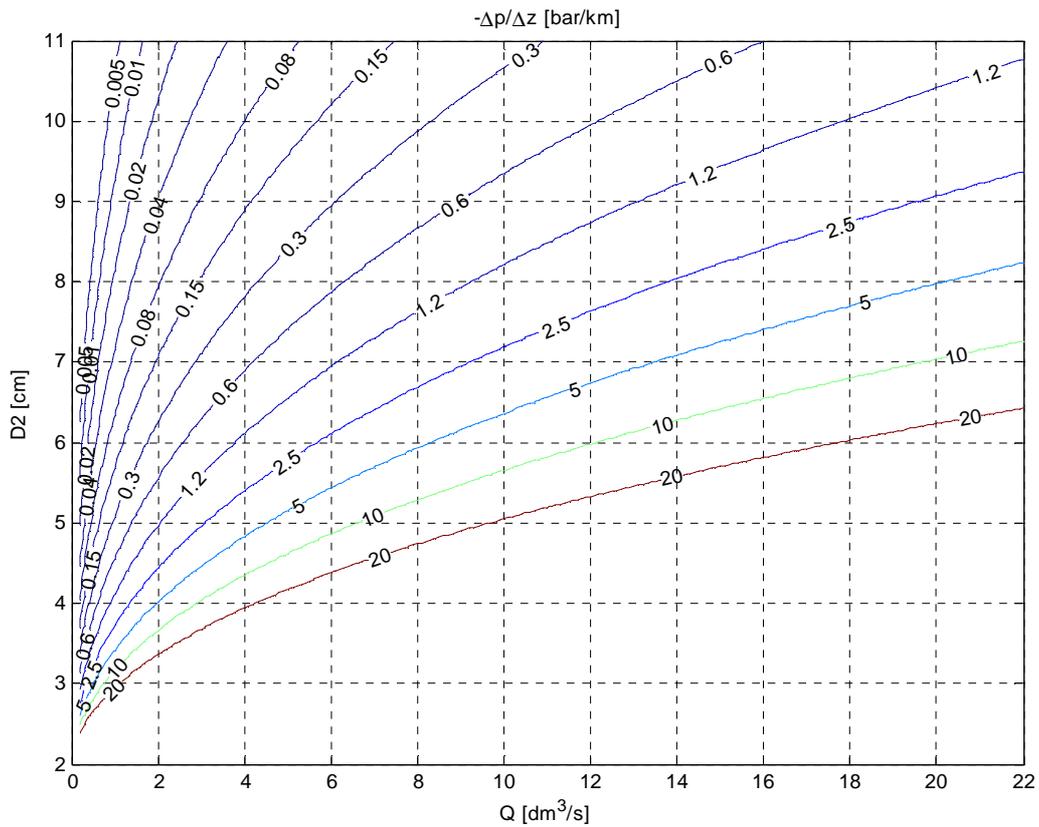


Figura 4.2.3 Caduta di pressione del criogeno lungo la linea (bar/km).

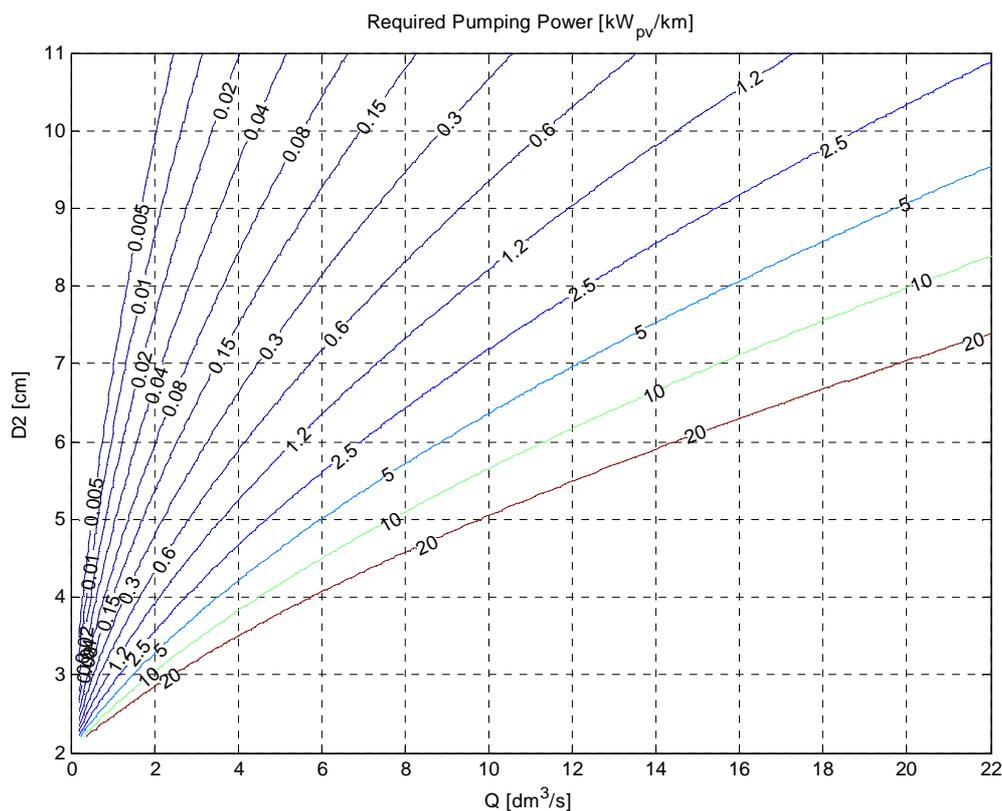


Figura 4.2.4 Potenza di pompaggio richiesta per ogni linea $[kW_{pv}/km]$.

Utilizzando i diagrammi di Fig. 4.2.1 e 4.2.3 è possibile eseguire il dimensionamento di tentativo della tubazione. Con riferimento al grafico di Fig. 4.2.1, poiché la linea è lunga 10 km e l'escursione di temperatura ammissibile è di circa 10 K, occorre dimensionare il circuito in modo che l'incremento di temperatura lungo la linea sia inferiore ad 1 K/km. Occorre quindi scegliere valori di Q e D_2 tali che il punto di lavoro risulti superiore alla curva di livello che indica l'incremento di 1 K/km. Con riferimento al grafico di Fig. 4.2.3, poiché la linea è lunga 10 km e l'escursione pressione di pressione ammissibile è di circa 12 bar, occorre dimensionare il circuito in modo che la caduta di pressione lungo la linea sia inferiore a 1.2 bar/km. Occorre quindi scegliere valori di Q e D_2 tali che il punto di lavoro risulti superiore alla curva di livello che indica la caduta di pressione di 1.2 bar/km (non indicata in figura).

Si scelgono quindi i seguenti valori di tentativo:

- $Q = 4 \text{ dm}^3/\text{s}$.
- $D_2 = 8 \text{ cm}$.

In corrispondenza di tali valori, si ha:

- Incremento medio di temperatura lungo la linea di circa 0.85 K/km.
- Caduta media di pressione lungo la linea di circa 0.5 bar/km.

Un ulteriore grafico di progetto è riportato in Fig. 4.2.5. Avendo imposto la condizione di incremento massimo di temperatura lungo la linea di 1 $[K/km]$, il grafico mostra in funzione di D_2 e Q l'ingresso termico massimo ammissibile $\lambda [W/m]$. Dal grafico si vede che scegliendo un diametro esterno $D_2 = 8 [cm]$ è possibile mantenere l'incremento di temperatura all'interno del valore di specifica anche in presenza di ingressi termici molto superiori ai 2 $[W/m]$ imposti come valore di rife-

rimento per il tracciamento dei grafici precedenti. Facendo scorrere una portata di idrogeno liquido di circa 14 [dm³/s] la linea è in grado di assorbire ingressi termici fino a quasi 6 [W/m].

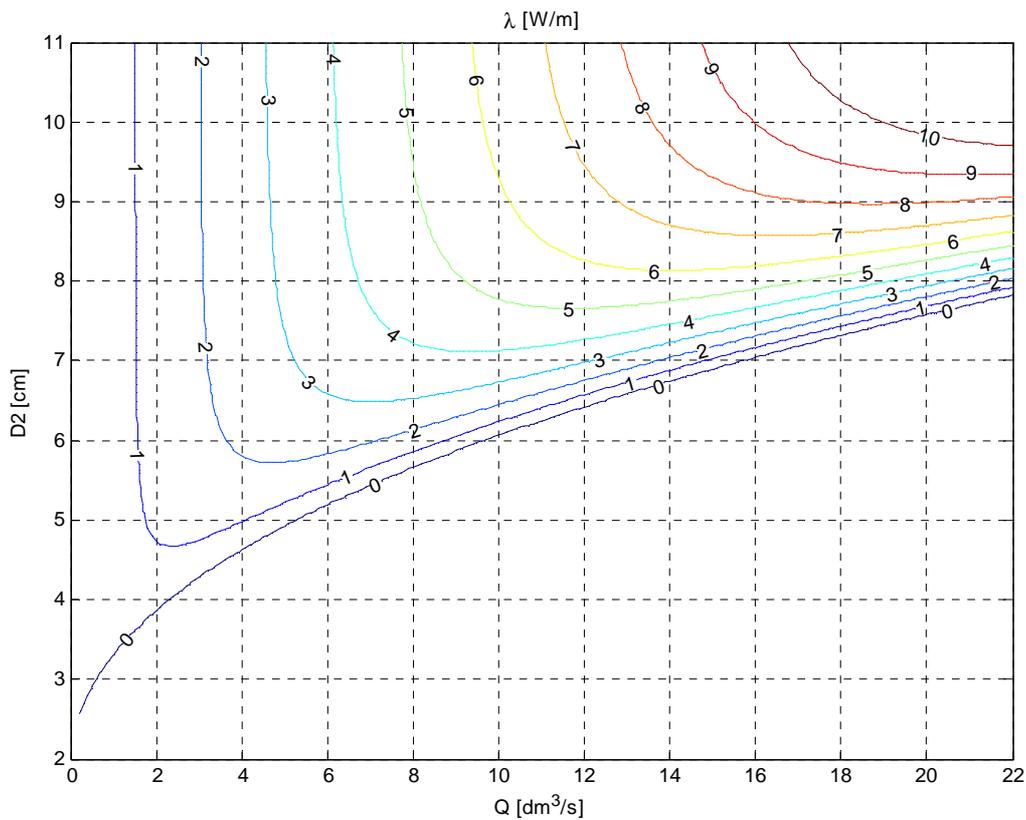


Figura 4.2.5 Massimo ingresso termico ammissibile [W/m]

Una volta dimensionato il diametro interno ed esterno della linea, l'unica variabile su cui è possibile agire è la portata circolante Q . Durante il funzionamento la portata dovrà essere regolata in funzione degli ingressi termici λ [W/m]. È quindi utile avere uno strumento che permetta di stimare il comportamento della linea al variare degli ingressi termici e della portata fluente. I grafici riportati nelle Fig. da 4.2.6 a 1.8 rappresentano rispettivamente l'incremento di temperatura, la caduta di pressione, la potenza di pompaggio richiesta per ogni linea, e la potenza refrigerante richiesta per ogni linea al variare di λ e Q (per un dimensionamento della linea assegnato di $D_1 = 2$ [cm] e $D_2 = 8$ [cm]). Utilizzando questi diagrammi è possibile stimare quale sia la opportuna portata di ricircolo da regolare durante il funzionamento dell'impianto in base all'entità dell'ingresso termico.

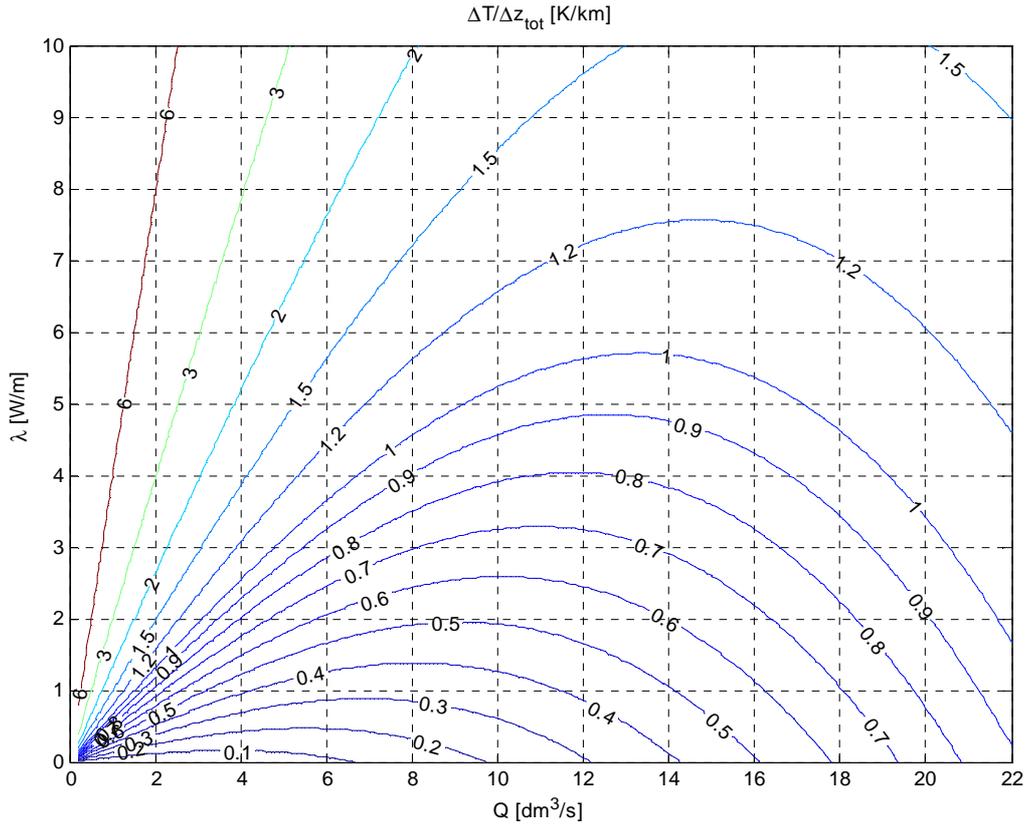


Figura 4.2.6 Incremento di temperatura [K/km].

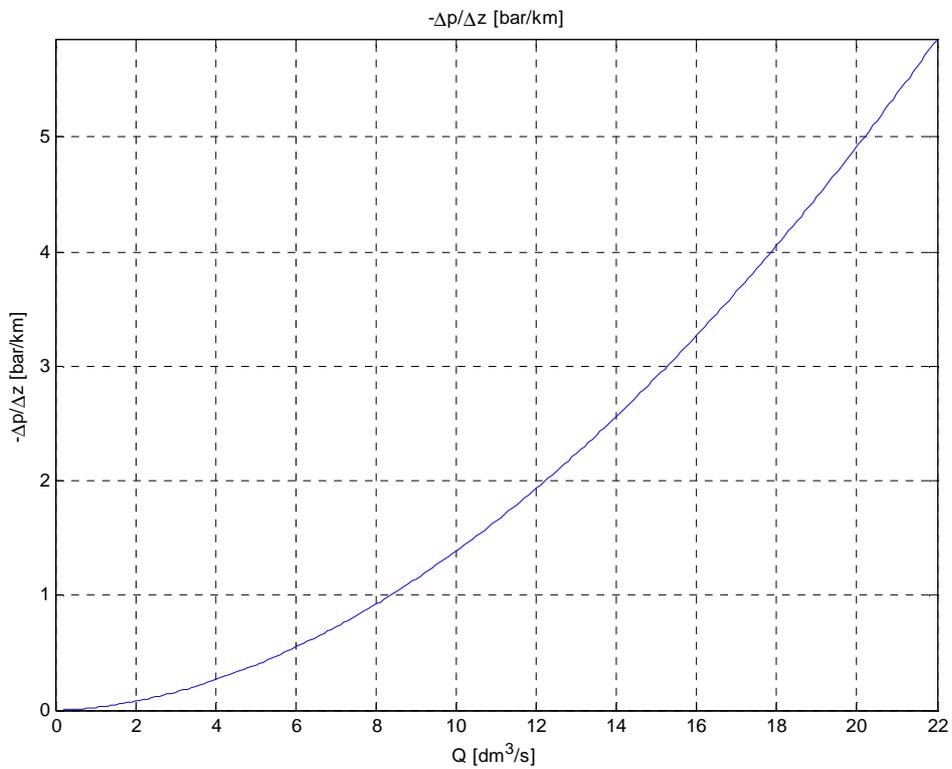


Figura 4.2.7 Caduta di pressione [bar/km].

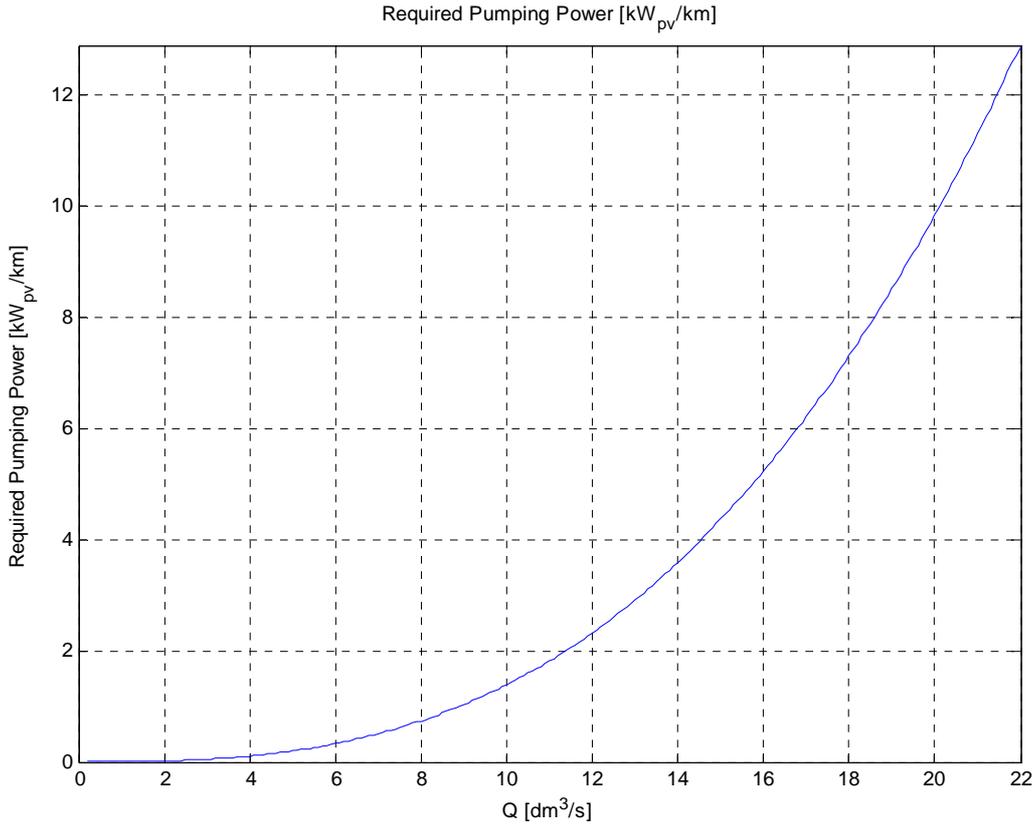


Figura 4.2.8 Potenza di pompaggio richiesta per ogni linea [kW_{pv}/km].

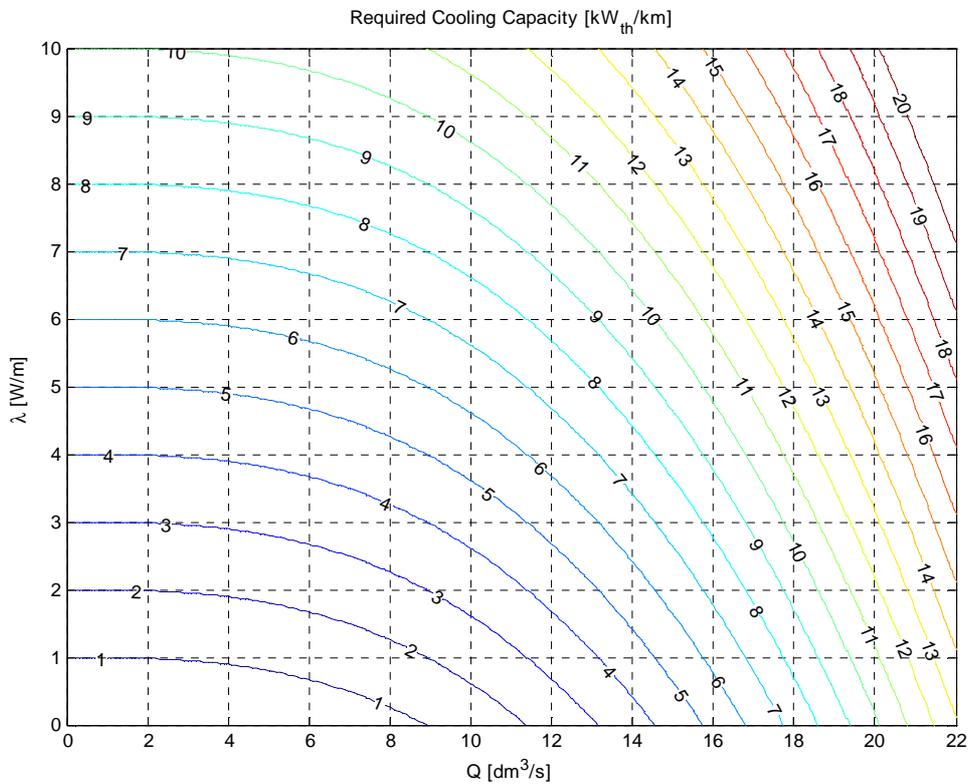


Figura 4.2.9 Potenza refrigerante richiesta per ogni linea [kW_{th}/km].

4.3 Verifica del dimensionamento del circuito di raffreddamento

I dati per la verifica del dimensionamento del circuito refrigerante sono i seguenti:

- Lunghezza totale della linea $L = 10$ km.
- Diametro interno: $D_1 = 5$ cm.
- Diametro esterno: $D_2 = 8$ cm.
- Portata in volume in ingresso nella linea: $Q_0 = 4$ l/s.
- Scabrezza del tubo $\varepsilon = 0.045$ mm (tubo rigido in acciaio lavorato).
- Entrate termiche totali lungo la linea: $\dot{\lambda} = 2$ W/m.
- Temperatura del criogeno in ingresso: $T_0 = 15$ K.
- Pressione del criogeno in ingresso: $p_0 = 12$ bar.

La verifica consiste nel controllare che (tenuto conto delle caratteristiche variabili dell'idrogeno) lungo la linea risultino ovunque rispettivamente le due condizioni seguenti:

- Temperatura del criogeno inferiore a 25 K.
- Pressione del criogeno maggiore di 5 bar.

Le formule di verifica per il calcolo della caduta di pressione e dell'incremento di temperatura lungo la linea sono le seguenti (sono indicate le dipendenze delle grandezze dalla pressione e dalla temperatura):

- Caduta di pressione lungo la linea (formula di D'Arcy-Weisbach):

$$\frac{dp}{dz}(z) = -f \frac{\rho(p,T)v(p,T)^2}{2D} = -f \frac{8\rho(p,T)Q(p,T)^2}{\pi^2 D^5} \quad [4.3.1]$$

- Incremento di temperatura lungo la linea:

$$\frac{dT}{dz}(z) = f \frac{v(p,T)^2}{2c_p(p,T)D} + \frac{\dot{\lambda}}{\rho(p,T)c_p(p,T)Q(p,T)} \quad [4.3.2]$$

- Calcolo del fattore d'attrito (formula di Colebrook-White):

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log_{10} \left(\frac{\varepsilon/D}{3.71} + \frac{2.52}{N_{Re} \sqrt{f}} \right), \quad N_{Re} = \frac{\rho(p,T)v(p,T)D}{\mu(p,T)} \quad [4.3.3]$$

Il calcolo di verifica procede dividendo la linea in tratti dz , tali da poter trascurare la variazione delle proprietà dell'idrogeno sulla loro lunghezza. Per ogni tratto dz il processo di calcolo si articola nelle seguenti fasi:

- Note la pressione p_{in} e la temperatura T_{in} in ingresso nel tratto considerato, si calcolano ρ , c_p e μ dell'idrogeno liquido mediante l'interpolazione di dati tabulati per temperature e pressioni comprese rispettivamente fra 14.4 e 27 K e fra 5 e 17.5 bar.
- Data la portata in massa circolante nella linea ($\dot{m} = \rho_0 Q_0$), si calcola la portata in volume e la velocità del flusso nel tratto considerato: $Q = \dot{m} / \rho$, $v = 4Q / \pi(D_2^2 - D_1^2)$.
- Si calcola il fattore d'attrito mediante formula esplicita approssimata di Romeo-Royo-Monzon.
- Si ricavano la caduta di pressione e l'incremento di temperatura lungo il tratto rispettivamente mediante la [4.3.1] e la [4.3.2].
- Si determinano la pressione p_{out} e la temperatura T_{out} dell'idrogeno in uscita dal tratto considerato, e si ripete il ciclo di calcolo per il tratto successivo.

Il grafico di Fig. 4.3.1 mostra l'andamento della temperatura dell'idrogeno lungo la linea (non lineare a causa della variazione delle proprietà dell'idrogeno). La temperatura massima alla fine della linea è di circa 23.3 K (valore ammissibile). In Fig. 4.3.2 è mostrato l'andamento dell'incremento di temperatura lungo la linea espresso in K/km. Il valore medio è in accordo con la stima di 0.85 K/km ricavata in fase di dimensionamento del condotto.

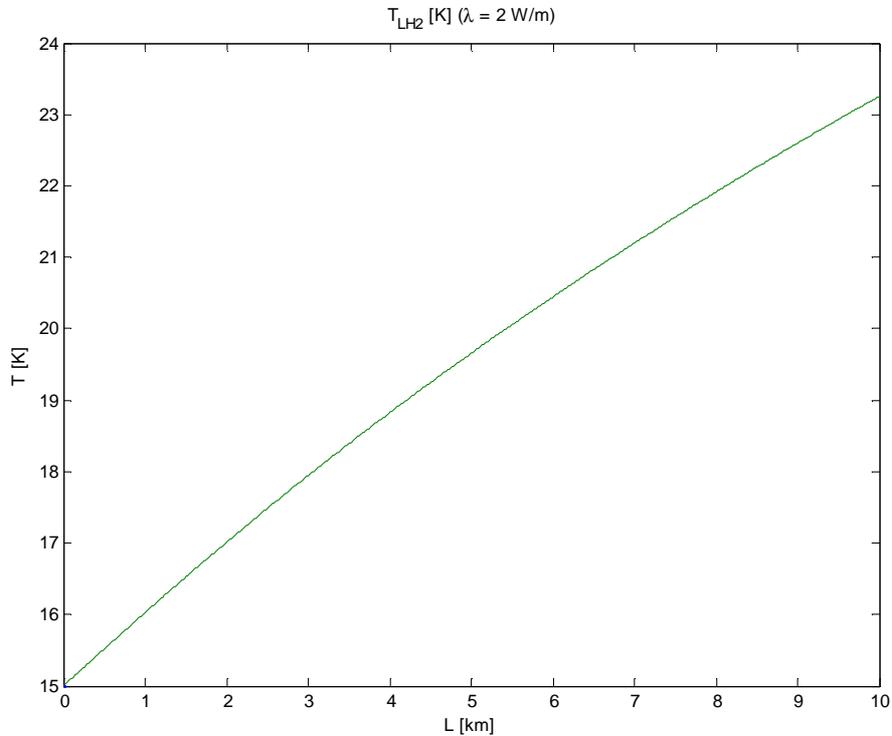


Figura 4.3.1 Temperatura dell'idrogeno liquido lungo la linea.

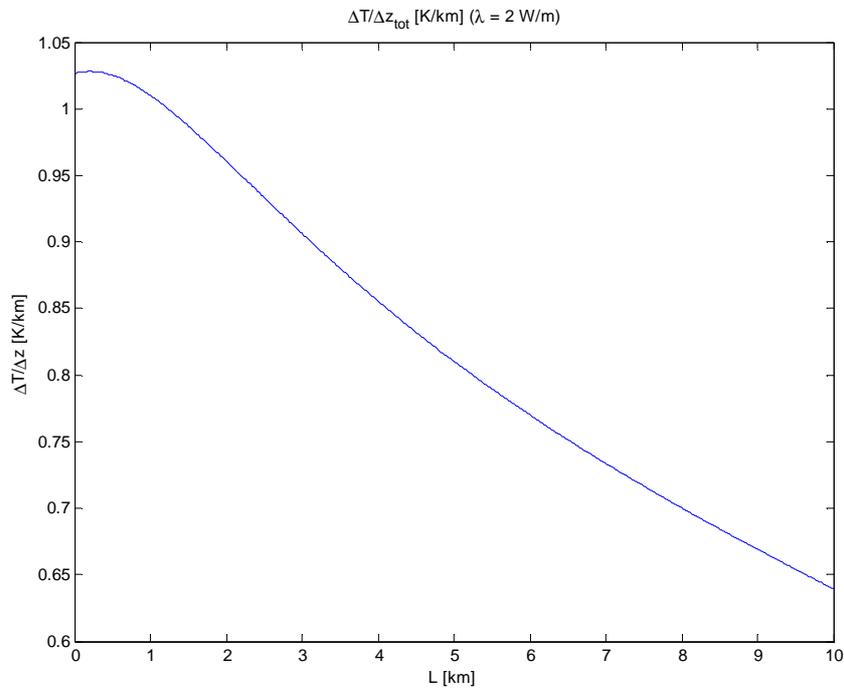


Figura 4.3.2 Incremento di temperatura dell'idrogeno liquido lungo la linea (K/km).

Il grafico di Fig. 4.3.3 mostra l'andamento della pressione dell'idrogeno lungo la linea (non lineare a causa della variazione delle proprietà dell'idrogeno lungo la linea). La pressione minima alla fine della linea è di circa 6.7 bar (valore ammissibile). In Fig. 4.3.4 è mostrato l'andamento della caduta di pressione lungo la linea espressa in bar/km. Il valore medio è in accordo con la stima di 0.5 bar/km ricavata in fase di dimensionamento del condotto.

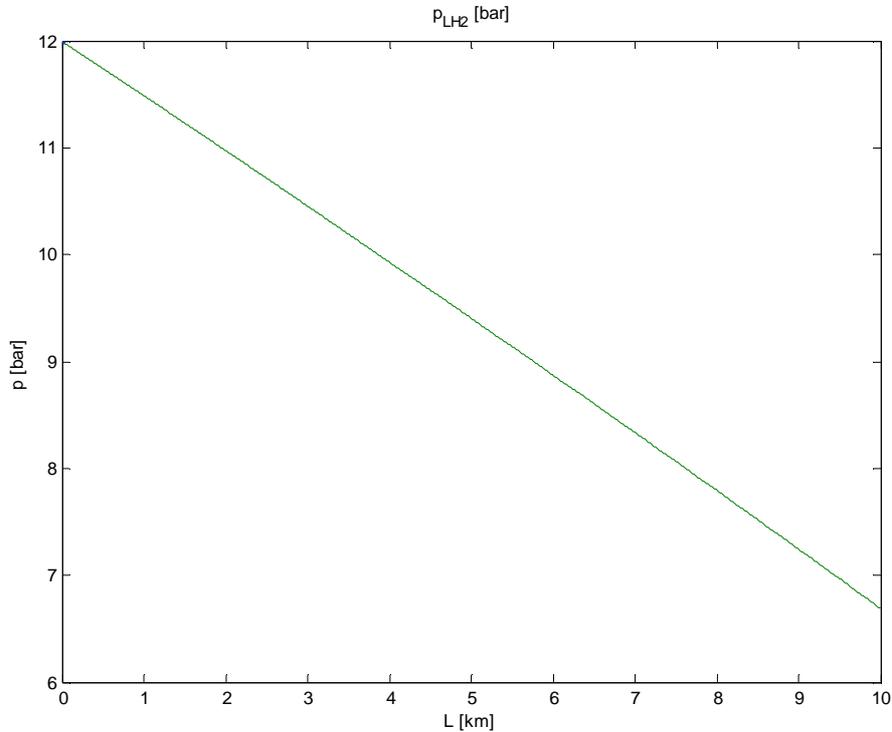


Figura 4.3.3 Pressione dell'idrogeno liquido lungo la linea.

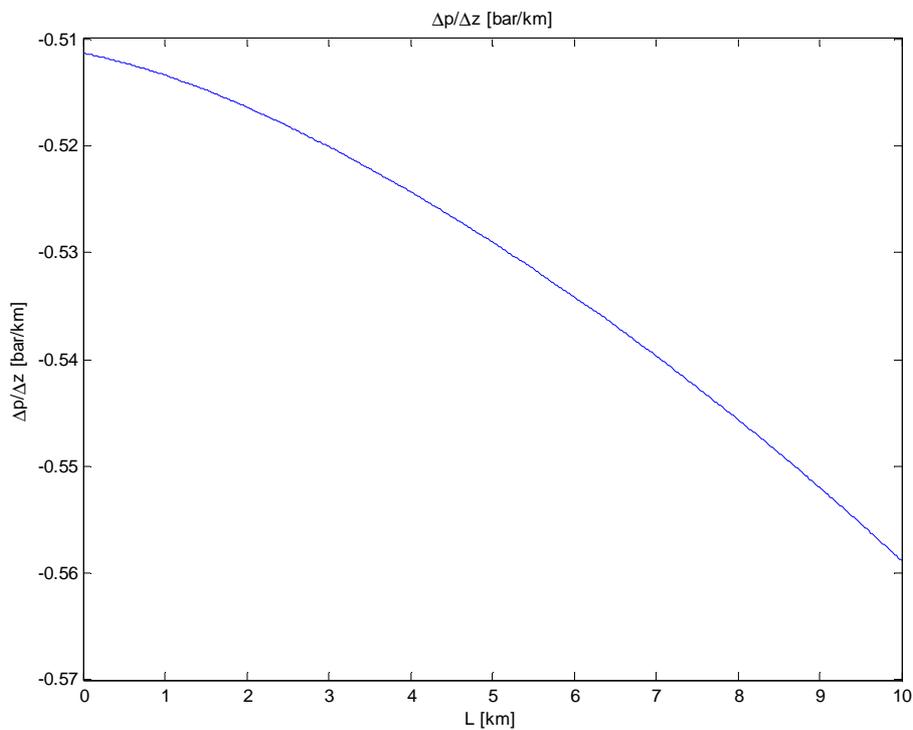


Figura 4.3.4 Caduta di pressione dell'idrogeno liquido lungo la linea (K/km).

In definitiva i calcoli di verifica forniscono:

- Temperatura dell'idrogeno liquido all'uscita della linea: $T_{out} = 23.3 \text{ K}$.
- Pressione dell'idrogeno liquido all'uscita della linea: $p_{out} = 6.7 \text{ bar}$.

Questi valori rientrano nei limiti ammissibili sia per il mantenimento in fase liquida del para-idrogeno che per il funzionamento del cavo superconduttivo in MgB_2 . Il dimensionamento di tentativo con portata in volume $Q = 4 \text{ l/s}$ e diametro esterno $D_2 = 8 \text{ cm}$ risulta quindi verificato.

4.4 Progetto del sistema di ricircolo dell'idrogeno liquido

Il progetto del cavo superconduttivo adotta la soluzione monofase a dielettrico caldo. Per la trasmissione della potenza elettrica in corrente continua sono quindi necessari due cavi distinti, ciascuno avente circuito di refrigerazione dimensionato secondo i valori sopra esposti. Se l'idrogeno scorre sulle due tubazioni nella stessa direzione (dalla zona di produzione verso la zona di distribuzione) è quindi necessario assicurare continuamente la produzione di una portata minima di idrogeno liquido di 8 l/s .

Per valutare la potenza elettrica necessaria a produrre una tale portata di idrogeno liquido, si consideri la conversione totale di una potenza elettrica di riferimento pari a 50 MW . Considerando le seguenti efficienze, ricavate in letteratura:

- efficienza del generatore elettrolitico di idrogeno: $4.1 \text{ kWh/Nm}^3_{\text{GH}_2}$,
- efficienza del liquefattore di idrogeno: $12.5 \text{ kWh/kg}_{\text{LH}_2}$,

si determina una portata di idrogeno liquido prodotta pari a circa 3.37 l/s . Quindi per poter assicurare continuamente una portata di 8 l/s sarebbe necessario dimensionare il sistema in modo che anche nelle condizioni di minima disponibilità energetica da fonte rinnovabile una potenza elettrica di almeno 120 MW fosse interamente destinata alla produzione di idrogeno liquido.

Per risolvere questo problema, si è scelto di utilizzare un sistema di ricircolo dell'idrogeno liquido fra due serbatoi, uno posto a monte (stazione di produzione) e uno a valle (stazione di distribuzione). Sui due cavi l'idrogeno scorre in senso contrario; in questo modo è possibile svincolare la portata circolante nei 2 condotti dalla portata netta distribuita a valle (pari alla differenza fra portata di andata e quella di ritorno). Si ha quindi, indicando con Q_{\min} la portata minima necessaria al raffreddamento del cavo e con Q_{trasp} la portata netta trasportata da monte a valle:

- Portata circolante sul condotto di andata: $Q_{\text{andata}} = Q_{\min} + Q_{\text{trasp}}$,
- Portata circolante sul condotto di ritorno: $Q_{\text{ritorno}} = Q_{\min}$.

Adottando questa soluzione, è possibile garantire il raffreddamento della linea indefinitamente anche nei periodi in cui la produzione di idrogeno è nulla, a condizione che sia disponibile la potenza elettrica necessaria al solo raffreddamento dell'idrogeno in circolo e al funzionamento delle pompe.

Si considerino i seguenti dati:

- Portata circolante su ciascun condotto: $Q_{\text{andata}} = Q_{\text{ritorno}} = Q = 4 \text{ [l/s]}$.
- Caduta di pressione totale lungo un condotto: $\Delta p = 5.3 \text{ [bar]}$.
- Entrate termiche totali sulla linea: $P_{\text{term}} = 10000 \text{ [m]} \cdot 2 \text{ [W/m]} \cdot 2 = 40 \text{ [kW]}$.
- Coefficiente di prestazione dei cryocooler: $\text{COP} = 0.2 \cdot \text{COP}_{\text{Carnot}} = 0.01$.

Si ricava:

- Potenza richiesta per il pompaggio (e dissipata in calore): $P_{\text{pomp}} = Q \cdot \Delta p \cdot 2 = 4.24 \text{ [kW]}$.

- Potenza richiesta dai cryocooler: $P_{\text{cryo}} = (P_{\text{term}} + P_{\text{pomp}}) / \text{COP} = 4424 \text{ [kW]}$.
- Potenza totale minima da garantire per il mantenimento della linea:
 $P_{\text{min}} = P_{\text{pomp}} + P_{\text{cryo}} \approx 4.5 \text{ [MW]}$.

A questo valore vanno aggiunti i contributi derivanti dalle entrate termiche nei due serbatoi di stoccaggio a monte e a valle, e la potenza richiesta da eventuali ulteriori ausiliari (sistema di controllo e monitoraggio ecc...).

Si può quindi concludere che la potenza minima da garantire in modo continuativo per il funzionamento della linea è di circa 5 MW. Nei momenti in cui sia disponibile una potenza da fonti rinnovabili maggiore, sarà possibile trasmettere interamente la quota eccedente direttamente alla rete elettrica oppure sotto forma di idrogeno liquido, a seconda delle esigenze e delle strategie di controllo.

4.5 Dimensionamento dell'isolamento termico

La potenza totale criogenica nominale richiesta all'impianto a regime (cioè escludendo la fase di raffreddamento iniziale) è di 2.3 W/m. Per garantire la suddetta capacità criogenica è necessario dimensionare il superisolamento, costituito da strati di MLI (multilayer insulation) sotto alto vuoto. La Fig. 4.5.1 mostra la struttura della linea di trasmissione. Il calcolo del profilo di temperatura radiale è essenziale per la valutazione degli ingrassi termici dall'ambiente, che sono la ragione preponderante per la potenza totale criogenica nominale richiesta.

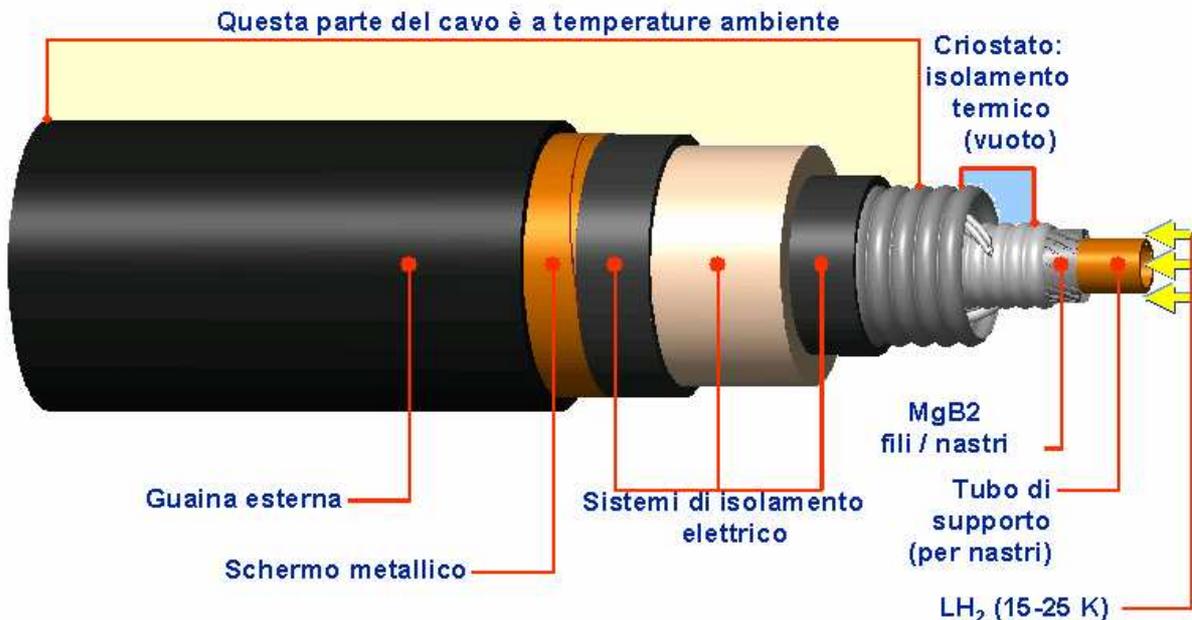


Figura 4.5.1 Struttura della linea di trasmissione.

È stato sviluppato un codice per il calcolo dell'ingresso termico attraverso vari strati di materiali differenti come acciaio, strati di vuoto con supporti plastici, strati di MLI. Il programma è in grado di calcolare l'ingresso termico partendo dai seguenti dati:

- raggio interno (40 mm);
- spessore del tubo interno in acciaio (1 mm);
- spessore del primo strato di vuoto (6 mm);
- spessore totale degli strati MLI (20 mm);

- spessore del secondo strato di vuoto (2 mm);
- spessore del tubo esterno in acciaio (1 mm);
- numero di strati MLI (24, corrispondente a una densità di 12 strati/cm);
- temperatura interna (15 K);
- temperatura esterna (320 K);

In generale in stato di vuoto spinto si può trascurare la quota di calore trasmessa per convezione rispetto a quella dovuta all'irraggiamento e alla conduzione. Le formule utilizzate per il calcolo di questi due contributi sono le seguenti [H. Neumann, *Concept for thermal insulation arrangement within a flexible cryostat for HTS power cables*, Cryogenics 44, pp. 93-99]:

$$Q_{rad\ i,i+1} = \frac{\sigma}{\frac{1}{\varepsilon_i} + \frac{1}{\varepsilon_{i+1}} - 1} \cdot (T_{i+1}^4 - T_i^4) \cdot (1-f) \cdot A_i$$

$$Q_{cond\ i,i+1} = \frac{\lambda_{i,i+1}}{s_{i,i+1}} \cdot (T_{i+1} - T_i) \cdot f \cdot C \cdot A_i$$

dove f è un coefficiente che rappresenta per ogni strato di materiale considerato il rapporto tra la quota parte del calore scambiato per conduzione rispetto a quello per irraggiamento, mentre C è un coefficiente empirico che tiene conto della resistenza termica di contatto. In particolare i valori di f e di C utilizzati per i vari strati considerati sono i seguenti:

- strati di acciaio (pareti dei tubi interno ed esterno): $f=1$ $C=1$;
- strati di vuoto (con supporti in vetroresina): $f=0.008$ $C=0.05$;
- strati MLI: $f=0.01$ $C=0.02$;

Le proprietà dei materiali, in particolare la emittività degli strati alluminati degli MLI e la conduttività termica di acciaio, vetroresina epossidica, e strati di mylar, sono calcolate in funzione dell'effettiva temperatura dello strato considerato per mezzo di formule empiriche [*Handbook of cryogenic engineering*, Taylor&Francis, Filadelfia, 1998].

Il calcolo procede per cicli iterativi, imponendo un certo calore fluente e trovando in base ad esso la distribuzione di temperatura dei vari strati a partire dalla temperatura della parete interna (assegnata) verso la parete esterna. A seconda che la temperatura esterna calcolata sia superiore o inferiore alla temperatura ambiente assegnata, si procede con un nuovo ciclo di calcolo scegliendo un diverso calore di Q . Il calcolo si interrompe quando la temperatura calcolata per la parete esterna coincide con quella ambientale imposta a meno di un certo errore specifico (0.1%).

Il risultato di calcolo è stato un flusso termico entrante di circa 0.5 [W/m]. Tale valore va considerato con cautela, stanti le notevoli difficoltà che si hanno nella stima del comportamento termico degli strati MLI. Infatti è risaputo che anche piccoli difetti di fabbricazione o irregolarità (soprattutto con riferimento alla disposizione degli strati sulle sezioni tagliate, con possibilità di contatto diretto fra strati diversi) possono allontanare notevolmente le loro prestazioni dai valori attesi. Risulta comunque possibile affermare che con una progettazione dello strato di isolamento termico come quella proposta sia sicuramente possibile raggiungere valori di entrate termiche pari ai 2 [W/m] considerati in fase di progetto del circuito di raffreddamento. In Fig. 4.5.1 è mostrato l'andamento della temperatura sulle varie sezioni (tubo interno in acciaio, primo strato di vuoto, 24 strati MLI, secondo strato di vuoto, tubo esterno in acciaio).

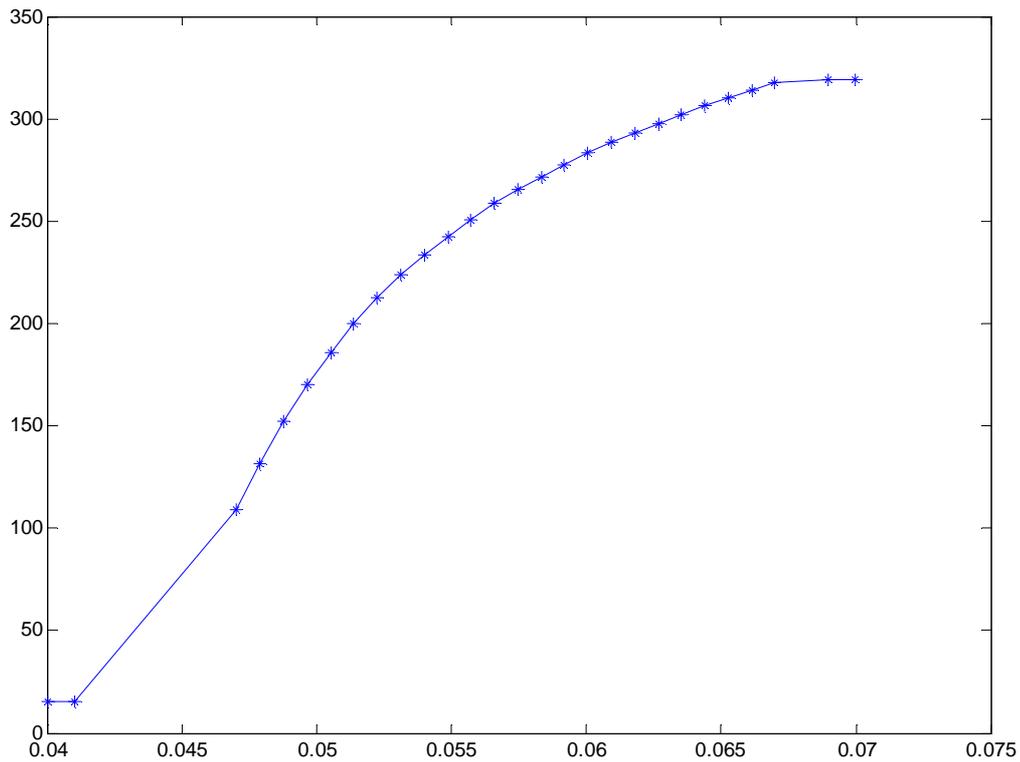


Figura 4.5.1 Incremento di temperatura attraverso lo strato di isolamento termico.

4.6 Calcolo delle perdite di idrogeno per permeazione attraverso la parete metallica interna

4.6.1 Diffusività e permeabilità

Le dimensioni atomiche dell'idrogeno sono talmente piccole da consentire una notevole permeazione attraverso il reticolo cristallino di molti materiali, fra cui l'acciaio. Occorre quindi stimare le perdite per permeazione attraverso la superficie interna della linea, soprattutto perché esse determinano una diminuzione del grado di vuoto presente nell'intercapedine di isolamento termico. A seconda della quantità di idrogeno uscente sarà possibile determinare se sia necessario o meno prevedere periodiche operazioni di pompaggio per ristabilire il grado di vuoto necessario all'isolamento termico.

Il fenomeno della diffusione è determinato dalla sovrapposizione macroscopica degli innumerevoli spostamenti che avvengono a livello microscopico a causa dell'agitazione termica delle particelle. La presenza di un gradiente di concentrazione determina un flusso di particelle dalla regione a maggiore concentrazione verso quella a minore concentrazione. La prima legge di Fick fornisce la relazione fra gradiente di concentrazione e flusso di particelle per sistemi non reagenti:

$$\mathbf{j} = -D \text{grad}(c), \quad (4.6.1.1)$$

dove \mathbf{j} è il flusso specifico di particelle (mol/s-m²), c è la concentrazione molare, e D è il coefficiente di diffusività (m²/s). La dipendenza del coefficiente di diffusività dalla temperatura è espressa dalla legge di Arrhenius $D = D_0 \exp(-Q_D / RT)$ dove Q_D è l'energia di attivazione.

L'equazione di continuità è espressa dalla seconda legge di Fick, valida anch'essa per sistemi non reagenti:

$$\frac{\partial c}{\partial t} = -\text{div}(\mathbf{j}) = D \Delta c, \quad (4.6.1.2)$$

dove Δ è l'operatore laplaciano.

Si consideri la parete interna di acciaio della linea come un serbatoio cilindrico infinitamente lungo, avente raggio interno r_{in} , raggio esterno r_{out} e spessore di parete $r_{out} - r_{in}$. Scrivendo la seconda legge di Fick in coordinate cilindriche e considerando che per la simmetria assialsimmetrica $c = c(r)$ si ha:

$$\frac{\partial c}{\partial t} = D \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial c}{\partial r} \right). \quad (4.6.1.3)$$

In regime stazionario sarà $\partial c / \partial t = 0$ per cui integrando due volte si ottiene che attraverso la parete la concentrazione di idrogeno deve avere andamento logaritmico:

$$c(r) = A \ln(r) + B. \quad (4.6.1.4)$$

Note le concentrazioni molari c_{in} e c_{out} rispettivamente sugli ultimi strati di parete interni ed esterni è possibile ricavare le costanti di integrazione e l'espressione di $c(r)$:

$$c(r) = \frac{c_{in} \ln\left(\frac{r_{out}}{r}\right) + c_{out} \ln\left(\frac{r}{r_{in}}\right)}{\ln\left(\frac{r_{out}}{r_{in}}\right)}. \quad (4.6.1.5)$$

Applicando la prima legge di Fick è possibile calcolare il flusso specifico:

$$\mathbf{j}(r) = -D \frac{\partial c}{\partial r} \hat{u}_r = D \frac{c_{in} - c_{out}}{\ln\left(\frac{r_{out}}{r_{in}}\right)} \frac{1}{r} \hat{u}_r. \quad (4.6.1.6)$$

Infine moltiplicando scalarmene per superficie totale di parete orientata in verso uscente si ottiene il flusso totale uscente:

$$J_{usc} = 2\pi L D \frac{c_{in} - c_{out}}{\ln\left(\frac{r_{out}}{r_{in}}\right)}. \quad (4.6.1.7)$$

Per il calcolo della concentrazione di idrogeno sulle facce interna e esterna è possibile utilizzare la legge di Sieverts, valida per sistemi non reagenti:

$$S = K \sqrt{p}, \quad (4.6.1.8)$$

in cui nel nostro caso la solubilità S coincide con la concentrazione molare dell'idrogeno sulla parete metallica, K è la costante di equilibrio e p è la pressione.

Si definisce poi permeabilità [mol/s-m-√Pa]:

$$P^* = D K = \frac{D S}{\sqrt{P}}, \quad (4.6.1.9)$$

La dipendenza della permeabilità P^* dalla temperatura è espressa, come per la diffusività D , dalla legge di Arrhenius $P^* = P_0^* \exp(-Q_P / RT)$ dove Q_P è l'energia di attivazione. La (4.6.1.6) può essere riscritta in termini di permeabilità e pressioni all'interfaccia. Infatti applicando la legge di Sievert e la definizione di permeabilità si ha:

$$D (c_{in} - c_{out}) = D K (\sqrt{p_{in}} - \sqrt{p_{out}}) = P^* (\sqrt{p_{in}} - \sqrt{p_{out}}), \quad (4.6.1.10)$$

per cui la (4.6.1.6) può essere riscritta come:

$$J_{usc} = 2\pi L P^* \frac{\sqrt{p_{in}} - \sqrt{p_{out}}}{\ln\left(\frac{r_{out}}{r_{in}}\right)}. \quad (4.6.1.11)$$

4.6.2 Dimensionamento dello spessore di parete e calcolo del flusso permeante

Un tipico acciaio inossidabile austenitico come ad esempio l'AISI 304 (DIN X5CrNi198) presenta un valore minimo della resistenza a rottura di 490 [Mpa]. Lo standard ISO 13985, relativo alla progettazione di serbatoi per idrogeno liquido, consiglia di utilizzare un valore di tensione ammissibile pari al 25% della resistenza a rottura. Considerata quindi una $\sigma_{am} = 120$ [Mpa], un diametro di tubazione $D = 10$ cm, una pressione interna $P = 24$ [bar] (maggiorato per tenere conto di altre possibili sollecitazioni), si ottiene uno spessore di parete:

$$s = \frac{P D}{2 \sigma_{am}} = 1 \text{ [mm]}. \quad (4.6.2.1)$$

In letteratura sono disponibili i valori della permeabilità dell'idrogeno attraverso molti acciai (in termini di P_0^* e Q_P), ricavati a temperature ambiente o superiori. In mancanza di dati specifici, si suppone che l'espressione della legge di Arrhenius si estendibile fino alle temperature criogeniche. Stanti queste incertezze, si sceglie di calcolare il valore della permeabilità alla temperatura di 100 [K]. Vista la forma esponenziale della legge di Arrhenius, ciò si traduce in una sovrastima di molti ordini di grandezza rispetto a quanto risulterebbe considerando la temperatura effettiva di 30 [K]. Inoltre, i valori sperimentali utilizzati sono quelli relativi alla permeabilità dell'idrogeno in Fe- α , che risultano superiori a quelli tipici di acciai legati austenitici. Infatti distorsioni e difetti reticolari agiscono da trappole per gli atomi di idrogeno, riducendone la mobilità e quindi la permeabilità.

I valori per l'idrogeno in Fe- α sono i seguenti [P. Jung, *Compositional variation of hydrogen permeability in ferritic alloys and steels*, Journal of Nuclear Materials 238, 1996, pp. 189-197]: $P_0^* = 4.2 \cdot 10^{-8}$ [mol_{H₂} / ms √Pa], $Q_P = 35.15$ [kJ/mol_{H₂}]. In base a questi dati si ottiene la permeabilità a 100 [K]:

$$P^* = P_0^* \exp(-Q_P / RT) = 1.833 \cdot 10^{-26} \text{ [mol}_{H_2} \text{ / ms } \sqrt{\text{Pa}}]. \quad (4.6.2.2)$$

Fatte le seguenti ipotesi:

- $p_{in} = 20$ [bar];
- $p_{out} = 0$ [bar];
- $r_{in} = 40$ [mm];
- $r_{out} = 41$ [mm];

- $L = 1$ [km];

applicando la (10) si ottiene una portata permeante uscente $J_{mol} = 6.60 \cdot 10^{-18}$ [mol/s km].

Infine, supponendo che in corrispondenza della pompa a vuoto di espulsione l'idrogeno possa raggiungere la temperatura massima di 65 [°C] alla pressione di 10^{-10} [torr] (limite inferiore per una pompa turbomolecolare), si ricava una densità minima alla pompa $\rho_{H_2} = 4.742 \cdot 10^{-15}$ [mol/dm³], e quindi una portata in volume uscente massima $J_{vol} = 1.4 \cdot 10^{-3}$ [dm³/s km]. Questo risultato è stato ottenuto considerando una parete liscia cilindrica perfetta. In realtà la parete del tubo è corrugata (e quindi a superficie maggiore) ed inoltre presenta una linea di saldatura.

4.6.3 Calcolo del tempo di mantenimento del vuoto

Supponendo che tutto l'idrogeno permeato presente nella sezione di isolamento termico sia ad elevata temperatura (ipotesi cautelativa sulla pressione) è possibile utilizzare la legge dei gas perfetti come equazione di stato:

$$pV = nR_0T \quad (4.6.3.1)$$

dove V è il volume totale occupato, n il numero di moli presenti e $R_0 = 8.3143$ J/molK la costante universale dei gas.

Per una data temperatura, il rapporto p/n è costante. Fissata una pressione massima ammissibile in base alle esigenze di funzionamento degli strati isolanti MLI, è quindi assegnato il numero massimo di moli n_{max} , per cui è possibile ricavare il tempo di permanenza del vuoto spinto come:

$$t_{vacuum} = \frac{n_{max} - n_0}{J_{mol}} = \frac{V}{R_0T} \cdot \frac{p_{max} - p_0}{J_{mol}} \quad (4.6.3.2)$$

Considerando per V il solo spazio libero esterno agli strati MLI, una temperatura di 65 [°C], una portata molare $J_{mol} = 6.60 \cdot 10^{-18}$ [mol/s km], una pressione iniziale $p_0 = 10^{-7}$ [torr] e una pressione massima per il buon funzionamento degli strati MLI $p_{max} = 10^{-5}$ [torr] si ottiene un tempo di mantenimento del vuoto spinto di $1.79 \cdot 10^{11}$ [s], corrispondente a centinaia di anni.

Ciò significa che, anche tenendo conto di possibili maggiorazioni della portata uscente dati dalla corrugazione del tubo o da saldature, la permeazione di idrogeno attraverso la parete in acciaio del tubo interno non è tale da influire sul grado di vuoto nello strato di isolamento termico anche su lunghi periodi. In ogni caso sarà necessario monitorare periodicamente la pressione interna ed eventualmente ripristinare il grado di vuoto originario per mezzo di una pompa turbomolecolare per far fronte ad eventuali entrate attraverso guarnizioni, giunzioni e valvole.

4.7 Recupero energetico dall'Idrogeno Liquido

Lo sfruttamento di fonti di energia rinnovabile su grande scala è uno degli scenari primari per potere ridurre drasticamente il consumo di combustibili fossili e sviluppare un sistema energetico sostenibile entro il XXI secolo [C. Mandil (Ed.), *World Energy Outlook 2004*, Int. Energy Agency, Paris, 2004]. Una caratteristica intrinseca delle fonti rinnovabili è la loro disponibilità fluttuante e la poca prevedibilità della potenza erogabile. Se la capacità di immagazzinamento dell'energia disponibili (ad esempio centrali di pompaggio) non sono sufficienti a compensare tali fluttuazioni, ogni volta che la produzione di energia non si adatta alle richieste della rete, è necessario agire sul controllo delle

centrali elettriche convenzionali. Ciò conduce ad un peggioramento del controllo della stabilità di rete, ad un aumento nel consumo delle centrali termiche (che non funzionano nelle condizioni di massimo rendimento) e quindi limita il grado della penetrazione delle risorse rinnovabili [R. O’Gorman, M. Redfern, The difficulties of connecting renewable generation into utility networks, in: *Power Eng. Soc. General Meeting*, Vol. 3, Toronto, pp. 1466–1471, 2003]. Nell’immediato futuro, si prevede un aumento nella quota di produzione di energia da fonti di energia rinnovabile. Sfortunatamente, si è valutato che la produzione di energia eolica oltre il 15% del carico totale di rete causa già un aumento nascosto del consumo di combustibile nelle centrali termiche [W. Leonhard, K. Muller, Balancing fluctuating wind energy with fossil power stations - where are the limits?, *Electra*, vol. 204, pp. 12–18, 2002]. Come soluzione di lungo termine, è necessario sviluppare nuove strategie di immagazzinamento dell’energia per il disaccoppiamento dell’offerta di potenza da fonti rinnovabili e della domanda delle utenze connesse alla rete.

L’idrogeno ha più energia per unità di massa di qualunque altro combustibile (Higher Heating Value 141.9 MJ/kg), ma ha anche la minore densità e, di conseguenza, ha un basso contenuto energetico per unità di volume (circa 25% in meno del gas naturale). Se utilizzato per immagazzinamento dell’energia, l’idrogeno può essere compresso ($14.5 \text{ kg/m}^3 @ 200\text{bar}-288 \text{ K}$) o liquefatto ($70.8 \text{ kg/m}^3 @ 1\text{bar}-20 \text{ K}$). Poiché i grandi serbatoi ad alta pressione non sono fattibili a causa della resistenza del vessel, mentre i serbatoi criogenico anche molto grandi non pongono le difficoltà tecnologiche, l’immagazzinamento in fase liquida può essere adatto per grandi sistemi di stoccaggio. Ad esempio, si consideri un impianto solare da 6GWh giornalieri, che corrispondono a circa 150 tonnellate di idrogeno in termini di HHV. Un sistema di 40 bombole pressurizzate per GH2 misura circa $12\text{m} \times 2.5\text{m} \times 2\text{m}$ e può contenere una massa utile di idrogeno di approssimativamente 250 chilogrammi alla pressione di 200 bar [S. Fromm, et al., *California hydrogen fueling station guidelines*, Tech. Rep. 600-04-002V1-ES, California Energy Comm., Sacramento, CA (Sep. 2004)]. Ciò significa che, considerato il formato tipico delle bombole e la disposizione spaziale, e calcolando il rapporto tra lo spazio utile e quello totale, la densità reale di immagazzinamento del sistema pianta è circa 4.2 kg/m^3 . Per immagazzinare la produzione quotidiana di energia dell’impianto, sarebbero necessarie circa 24000 bombole, con un volume occupato di circa 36000 m^3 . La stessa quantità dell’idrogeno occupa 2100 m^3 in forma liquida e può essere posta in un singolo serbatoio criogenico [M. Altmann, et al., Potential for hydrogen as a fuel for transport in the long term (2020-2030), Tech. Rep. EUR 21090 EN, EU Comm. JRS IPTS, Seville, Sp. (Mar. 2004)]. Inoltre, il costo complessivo per lo stoccaggio ed il trasporto di idrogeno liquido (LH2) può essere minore di quello richiesto per il GH2 [W. A. Amos, *Costs of Storing and Transporting Hydrogen*, National Renewable Energy Laboratory, 1998].

L’aspetto più svantaggioso della liquefazione rispetto alla compressione è la maggior quantità di energia richiesta dal processo di stoccaggio. Tuttavia il problema è lo stesso anche per il trasporto e lo stoccaggio del gas naturale, che può essere considerato come riferimento per le previsioni sul futuro mercato dell’idrogeno. Nel 2002 circa il 26% del totale del gas naturale nel commercio internazionale è stato trasportato in forma liquida (LGN), con tendenza all’aumento. Ciò avviene in quanto i benefici della liquefazione controbilanciano la penalizzazione energetica [J. Poling, et al., The global liquefied natural gas market: Status and outlook, Tech. Rep. DOE/EIA-0637, U.S. Energy Inform. Admin., Washington, DC Dec. 2003]. Tuttavia, all’estremità finale della catena di stoccaggio e di trasporto, la gassificazione è comunque necessaria per l’uso finale dell’idrogeno. Solitamente i sistemi di vaporizzazione forniscono direttamente il calore necessario assorbendolo dall’ambiente, perdendo tutto il lavoro speso per la liquefazione, o persino bruciando parte del combustibile gassificato. Per quanto riguarda il LNG, vi sono due possibilità: l’utilizzo come fluido di raffreddamento per surgelati, la produzione di aria liquida, ghiaccio secco, aria condizionata ecc. oppure l’utilizzo come “serbatoio freddo” di un ciclo termico per la generazione di potenza elettrica. Per quanto riguarda la produzione di energia, alcuni impianti di recupero stanno funzionando in Giappone sin dagli anni 70, principal-

mente utilizzando l'espansione diretta del gas naturale in turbina o in cicli chiusi di tipo Rankine con fluido operativo organico, realizzando una efficienza del 13-23% [K. Kaneko, K. Ohtani, Y. Tsujikawa, S. Fujii, Utilization of the cryogenic exergy of LNG by a mirror gas-turbine, *Appl. Energy*, vol. 79 (4), pp. 355–369, 2004].

Attualmente, l'idrogeno è ampiamente utilizzato nella produzione dei prodotti chimici, nel processo di raffinazione del petrolio, nel trattamento metalli, etc. e spesso è immagazzinato e trasportato in forma liquida (su gomma o su rotaia). Gli impianti di liquefazione migliori richiedono 36 MJ/kg per la liquefazione dell'idrogeno, che è circa il 25% del HHV dell'idrogeno. Sono stati proposti anche sistemi avanzati con fabbisogno energetico di circa 18-25 MJ/kg [H. Quack, Conceptual design of a high efficiency large capacity hydrogen liquefier, in: *Adv. in Cryogenic Eng.*, Vol. 47, American Inst. of Physics, Madison, WI, pp. 255–263, 2001] (il lavoro minimo di liquefazione è 11.45 MJ/kg per un ciclo reversibile ideale alla temperatura ambiente). Utilizzando LH2 per l'immagazzinamento di energia, è importante recuperare parte dell'energia di liquefazione per aumentare l'efficienza generale della catena di conversione.

Nel seguito sono analizzati alcune tipologie di sistemi di recupero energetico dall'LH2. Si considerano cicli chiusi Brayton con elio gassoso come fluido operativo (l'elio è l'unico fluido che non liquefa a 20K-1bar). Questa scelta permette di considerare scambiatori di calore idrogeno-elio convenzionali. Vengono considerate prima le turbine a gas (GT) in ciclo chiuso, con il “serbatoio caldo” dalla temperatura ambiente fino a 1800 K. Inoltre, per esplorare la gamma completa di temperature fornite dalla combustione H2-aria, si è considerato l'uso dei cicli uniti combinati con il topper MHD nella gamma 2200- 1300K [T. Okamura, Y. Okuno, Performance of disk MHD generator with high magnetic flux density, *Energy Conv. and Manag.*, vol. 42 (7), pp. 855–86, 2001] ed il bottomer GT nella gamma 1300-20 K. Tutti i sistemi considerati hanno una doppia uscita (portata in massa di GH2 alla temperatura ambiente ed energia elettrica) e sono confrontati con i sistemi convenzionali (cella a combustibile e sistema termico-elettrico con vaporizzazione dell'idrogeno non recuperativa) ed ai sistemi ideali. L'energia recuperata è valutata come l'energia elettrica prodotta in più rispetto ai sistemi convenzionali a parità di GH2 bruciato. L'efficienza di recupero è valutata come il rapporto fra l'energia prodotta reale e l'energia massima prodotta da una macchina ideale che funziona nelle stesse condizioni.

▪ Sistemi convenzionali

La conversione di LH2 in GH2 con i sistemi convenzionali potrebbe essere fatta con uno dei due processi oggi usati per la vaporizzazione del LNG [K. Kaneko, K. Ohtani, Y. Tsujikawa, S. Fujii, Utilization of the cryogenic exergy of LNG by a mirror gas-turbine, *Appl. Energy*, vol. 79 (4), pp. 355–369, 2004]:

- Open Rack Vaporization (ORV): consiste nello scambio termico diretto con acqua prelevata dal mare o da un fiume. Scambiare il calore con l'ambiente può essere problematico quando si tratta con i liquidi criogenici. Questa soluzione può essere impiegata se è disponibile sul luogo acqua calda sufficiente, quindi solitamente soltanto alle latitudini relativamente basse o quando sono disponibili fonti di calore esterne [J. van der Put, *Cacouna Energy Project*, Tech. rep., TransCanada and PetroCanada, Alberta, Can. (Sep. 2004)].
- Submerged Combustion Vaporization (SCV): richiede la combustione di parte del combustibile per riscaldare il bagno d'acqua che è usato per la vaporizzazione. L'acqua è ricircolata e riscaldata in un sistema a ciclo chiuso. Attualmente, il 75% degli impianti di gassificazione del LNG nel mondo impiegano questa tecnologia [Cryogenic vaporizers, T-Thermal Co. Internet site (2005). URL <http://www.selasfluid.com/t-thermal/cryogenic.htm>]. Mentre il processo SCV brucia circa 1.5-2% di LNG per fornire il calore di vaporizzazione, nel caso di LH2 sarebbe utilizzata una frazione del 3-4%.

Dopo la vaporizzazione parte dell'idrogeno può essere riconvertito in energia elettrica in un sistema convenzionale termico-elettrico o in Fuel-Cell. Come riferimenti, consideriamo un impianto combinato termico-elettrico GT-vapore con un'efficienza totale di conversione del 55% LHV (che è 47% HHV nel caso di idrogeno) e un impianto combinato SOFC-GT (impianto combinato Solid Oxide Fuel Cell) con un'efficienza del 60% HHV [D. Glorian, et al., *Performance of generating plant*, Tech. rep., World Energy Council, London (Oct. 2001)], [F. Calise, A. Palombo, L. Vanoli, Design and partial load exergy analysis of hybrid SOFC-GT power plant, *J. Pow. Sources* (in press)].

▪ Sistemi ideali

La figura 4.7.1 mostra i bilanci energetici dei sistemi ideali per il recupero energetico. A sinistra, è indicato il sistema di recupero ORV, che funziona come la macchina inversa della macchina per la liquefazione ideale, restituente il lavoro di liquefazione. A destra, è indicato il sistema di recupero SCV, che brucia una frazione X_{id} del GH2 in uscita e trasporta il restante $(1 - X_{id})$.

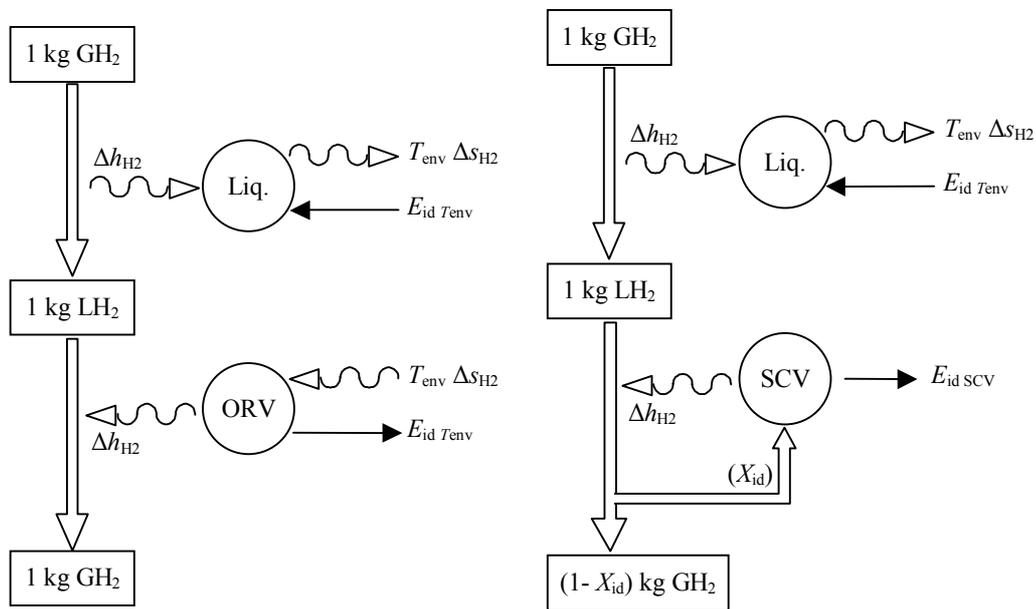


Figura 4.7.1 . Bilancio energetico globale dei sistemi di recupero SCV (a sinistra) e ORV (a destra) che impiegano macchine ideali.

I sistemi di recupero energetico producono lavoro mentre cedono calore all’LH2. È possibile valutare il limite di recupero calcolando la massima energia che è ottenibile da una macchina termodinamica ideale che funziona fra un “serbatoio caldo” alla temperatura T_h e l’LH2 come “serbatoio freddo”. Tenendo conto della temperatura variabile a cui l'idrogeno assorbe il calore da 20K (liquido) fino a 288K (gas), la massima energia recuperabile è data da:

$$E_{id,T_h} = T_h \Delta s_{H2} - \Delta h_{H2} \cdot \quad (4.7.1)$$

dove $\Delta s_{H2} = 52.9 \text{ kJ/kgK}$ e $\Delta h_{H2} = 3785 \text{ kJ/kg}$ sono le variazioni di entropia e di entalpia specifiche dell'idrogeno durante la vaporizzazione. In (1) il termine $T_h \Delta s_{H2}$ rappresenta il calore assorbito dal “serbatoio caldo” e Δh_{H2} rappresenta il calore ceduto al “serbatoio freddo” (LH2).

Per il processo ORV, $T_h = 288 \text{ K}$ (temperatura ambiente) fornisce $E_{id,ORV} = 11.45 \text{ MJ/kgLH2}$, che è anche l'energia minima richiesta da una macchina per la liquefazione ideale. Quindi per mezzo delle macchine ideali, sia per la liquefazione che la vaporizzazione, che scambiano il calore con l'ambien-

te alla stessa temperatura sarebbe possibile completare il recupero di energia, come conseguenza della loro reversibilità. Dato invece un processo ORV reale, che produce E_{ORV} mentre vaporizza 1 kgLH2, l'efficienza del sistema rispetto al sistema ORV ideale può essere definita come:

$$\eta_{ORV} = \frac{E_{ORV}}{E_{id,ORV}}. \quad (4.7.2)$$

Per il processo SCV, T_h è la temperatura della camera di combustione, alimentata con parte del GH2 in uscita dal sistema. Assumendo una combustione ideale ed processi ideali di scambio termico, la frazione bruciata idrogeno è data da:

$$X_{id,SCV} = \frac{T_h \Delta s_{H2}}{HHV_{H2}}. \quad (4.7.3)$$

dove $HHV_{H2} = 141.9 \text{ MJ/kg}$ è il potere calorifico superiore dell'idrogeno. Eq. (1) può essere scritta come:

$$E_{id,SCV} = X_{id,SCV} HHV_{H2} - \Delta h_{H2}. \quad (4.7.4)$$

Per $T_h = 288 \text{ K}$ il sistema SCV produce lo stesso lavoro del sistema ORV mentre brucia il 10.7% dell'LH2 in ingresso. Maggiori temperature di combustione conducono ad un maggior lavoro estratto ma anche a una maggiore frazione bruciata di idrogeno. Il limite superiore ($X_{id} = 1$) è dato da $T_h = 2683 \text{ K}$. Questa temperatura può essere raggiunta con combustione H2-O2 e permette di estrarre una energia pari a $E_{id,SCV,max} = HHV_{H2} - \Delta h_{H2} = 138.1 \text{ MJ/kgLH2}$. Dato un processo SCV reale, che brucia una frazione X_{SCV} mentre produce E_{SCV} per unità di massa di LH2 in ingresso, l'efficienza del sistema rispetto al sistema SCV ideale può essere definita come:

$$\eta_{SCV} = \frac{E_{SCV}}{X_{SCV} HHV_{H2} - \Delta h_{H2}}. \quad (4.7.5)$$

Le efficienze dei sistemi proposti sono valutate con riferimento alle proprietà reali dei fluidi [NIST, Thermophysical properties of fluid systems, standard reference database no. 69 (Mar. 2003). URL <http://webbook.nist.gov/chemistry/fluid/>]. L'analisi è focalizzata sul processo di vaporizzazione e l'energia recuperata è valutata con riferimento all'energia spesa per la liquefazione. Il consumo di energia che è necessario per mantenere la temperatura criogenica durante lo stoccaggio ed il trasporto dell'LH2 è trascurato, perché dipende da una serie di parametri sconosciuti quale le dimensioni del serbatoio, l'isolamento termico impiegato, ed i tempi di stoccaggio e trasporto. Per facilitare il confronto fra i sistemi che funzionano alle temperature differenti del "serbatoio caldo", si sono scelti gli stessi rapporti di compressione ed efficienze dei componenti per tutti i cicli. Le ipotesi fatte sono riportate nella Tabella 4.7.1.

- o Per i sistemi GT si è scelto un rapporto di compressione pari a 18 (con limite inferiore di pressione 1 bar). Tale valore è mediamente prossimo al valore ottimale per la maggior parte dei sistemi considerati ed è consistente con i valori tipici dei sistemi commerciali [P. Chiesa, S. Consonni, T. Kreutz, R. Williams, Co-production of hydrogen, electricity and CO2 from coal with commercially ready technology. Part A: Performance and emissions, *Int. J. Hydrogen Energy* 30 (7) (2005) 747–767]. Si è scelta una efficienza politropica dei compressori e delle turbine pari a 86%. Quindi le efficienze isoentropiche di turbina e compressore risultano pari a 77% e 92%, rispettivamente, se si utilizza l'elio

come fluido operativo. L'efficienza di combustione è 99 % e l'efficienza complessiva di conversione elettromeccanica del generatore è 90%.

- Per i sistemi MHD i dati sono ottenuti da [T. Okamura, Y. Okuno, Performance of disk MHD generator with high magnetic flux density, *Energy Conv. and Manag.*, vol. 42 (7), pp. 855–86, 2001], con riferimento al ciclo chiuso ad elio-potassio. Le pressioni di ristagno di ingresso ed uscita dal generatore MHD sono 0.6 bar e 3.6 bar, rispettivamente. La temperatura di ingresso è 2200 K. L'efficienza isoentropica di espansione è 84%. Per il compressore, si è scelta la stessa efficienza politropica dei sistemi GT. Ciò conduce ad un'efficienza isoentropica di 80% se si utilizza l'elio come fluido operativo; il rapporto di compressione è 6. L'efficienza di combustione è 99 % e l'efficienza di conversione DC/AC è 97% [F. Calise, A. Palombo, L. Vanoli, Design and partial load exergy hybrid SOFC-GT power plant, *J. Pow. Sources* (in press)].
- Si è scelta una efficienza degli scambiatori di calore, definita da $\epsilon = \Delta h / \Delta h_{\max}$, pari a 93-94% [J. G. W. II (Ed.), *Handbook of Cryogenic Engineering*, Taylor & Francis, Philadelphia, PA, 1998], [X. Yan, T. Takizuka, S. Takada, K. Kunitomi, I. Minatsuki, Y. Mizokami, Cost and performance design approach for GTHTR300 power conversion system, *Nuclear Eng. and Design* 226 (3) (2003) 351–373.]. La differenza media di temperatura tra i due fluidi negli scambiatori nel seguito è variabile con la temperatura media di lavoro dello scambiatore come segue: 2K@20K, 3-4K@80K, 15-20K@288K, e 50-60K@1200K. La temperatura dell'LH2 in ingresso è 20K (temperatura di ebollizione a 1 bar) e la temperatura ambiente disponibile è 288 K. Si considera una evaporazione sottocritica dell'idrogeno.

Tabella 4.7.1 Rapporti di compressione ed efficienze dei componenti per tutti i cicli

Sistemi GT		
	Efficienza di combustione	99%
	Efficienza politropica della turbina	86%
	Efficienza politropica del compressore	86%
	Rapporto di compressione	18
	Efficienza di conversione elettromeccanica	90%
Sistemi MHD		
	Efficienza di combustione	99%
	Efficienza isoentropica del generatore MHD	84%
	Efficienza politropica del compressore	86%
	Rapporto di compressione	6
	Efficienza di conversione DC/AC	97%
Scambiatori di calore		
	Efficienza	93-94%
	$\Delta T@20K$	2 K
	$\Delta T@80K$	3-4 K
	$\Delta T@288K$	15-20 K
	$\Delta T@1200K$	50-60 K

Per ogni componente, gli stati termodinamici di uscita sono determinati dalle seguenti relazioni:

- Compressione: $\eta_{is,c} = \Delta h_{is} / \Delta h$, dove $\eta_{is,c}$ è l'efficienza di compressione isoentropica e Δh_{is} è il salto entalpico per compressione isoentropica;
- Espansione: $\eta_{is,e} = \Delta h / \Delta h_{is}$, dove $\eta_{is,e}$ è l'efficienza di espansione isoentropica e Δh_{is} è il salto entalpico per espansione isoentropica;

- Scambio termico: $\epsilon = \Delta h / \Delta h_{\max}$, dove ϵ è l'efficienza dello scambiatore e Δh_{\max} è il salto entalpico massimo disponibile.

Per i sistemi MHD, si è considerata la combustione H₂-aria, dato che raggiunge una temperatura di fiamma di 2380K che è superiore ai 2200K richiesti dai generatori MHD considerati [T. Okamura, Y. Okuno, Performance of disk MHD generator with high magnetic flux density, *Energy Conv. and Manag.*, vol. 42 (7), pp. 855–86, 2001]. Tuttavia, poiché la produzione di idrogeno tramite elettrolisi dell'acqua fornisce anche ossigeno in rapporto stechiometrico, si potrebbe raggiungere una maggiore efficienza di conversione considerando la combustione H₂-O₂, che ha una temperatura della fiamma di 3080 K. Ciò potrebbe rendere più conveniente l'utilizzo dei generatori MHD e fornire i fattori di recupero energetici maggiori. Ulteriori ottimizzazioni del sistema includono la possibilità di usare l'LH₂ come refrigerante per lo schermo termico del magnete superconduttore del generatore MHD.

4.7.1. Sistema di recupero GT@288K

Questo sistema, illustrato nella figura 4.7.2.a, è simile al sistema ORV assorbendo calore dall'ambiente a 288K tramite scambio termico con acqua di mare. Gli stati termodinamici sono mostrati nella figura 4.7.2.b e nella tabella 4.7.2. La temperatura dell'elio dopo l'espansione in turbina è $T_4 = 100$ K e la temperatura di uscita dell'idrogeno dal sistema è 95 K. Quindi, per raggiungere 288 K è necessario un altro scambiatore con acqua di mare (non indicato nella figura 4.7.2.a). Si potrebbero raggiungere maggiori temperature di uscita dell'LH₂ ed un maggior lavoro estratto utilizzando una espansione a più stadi, che tuttavia conduce a lievi miglioramenti a scapito della semplicità di progettazione di sistema. Confrontato al processo ORV convenzionale, questo sistema conduce ad un recupero energetico di 1.6MJ/kgLH₂.

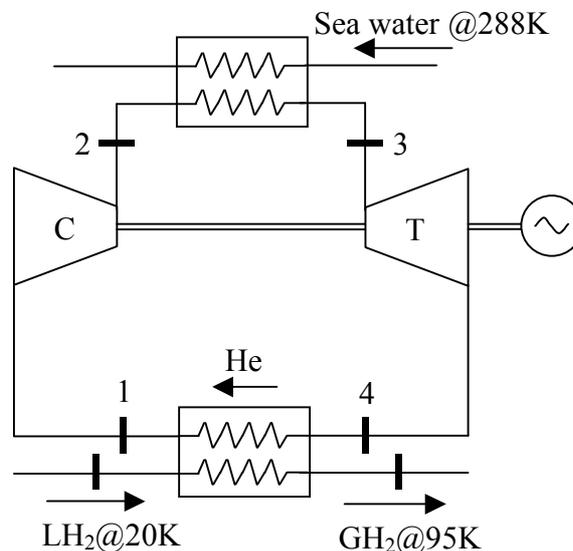


Figura 4.7.2.a - Schema di impianto per il sistema CCGT con scambio termico con l'ambiente.

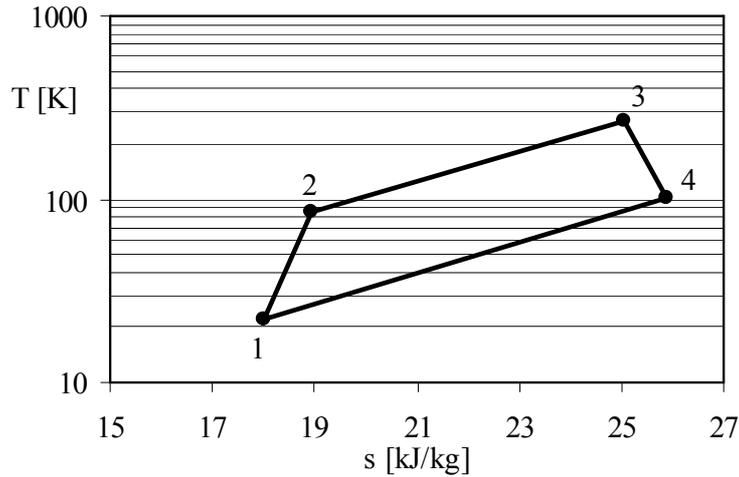


Figura 4.7.2.b - Diagramma s - T per il sistema CCGT con scambio termico con l'ambiente.

Tabella 4.7.2 Stati termodinamici per sistema CCGT con scambio termico con l'ambiente.

	T [K]	p [bar]	ρ [kg/m ³]	u [kJ/kg]	h [kJ/kg]	s [kJ/kg K]
1	22.0	1.0	2.19	-1480.74	-1435.01	18.02
2	84.2	18.0	10.29	-1286.76	-1111.72	18.99
3	271	18.0	3.20	-704.36	-141.08	25.06
4	100.1	1.0	0.48	-1237.08	-1028.93	25.90

4.7.2. Sistema di recupero GT@820K

Questo sistema e tutti i seguenti evitano lo scambio termico con l'ambiente e forniscono il calore per la vaporizzazione dell'idrogeno bruciando parte del GH2 in uscita. Per questo motivo questi sistemi non sono paragonabili con i sistemi di tipo ORV, ma soltanto con i sistemi di tipo SCV. Il sistema è illustrato nella figura 4.7.3.a e stati termodinamici sono mostrati nella figura 4.7.3.b e nella tabella 4.7.3. Si è scelta una temperatura di ingresso in turbina di 820K perché conduce ad una temperatura dell'elio dopo l'espansione in turbina pari a $T_4 = 303$ K. Questo permette di ottenere GH2 in uscita dallo scambiatore alla temperatura di 288 K. Come suggerito dalla eq. (4.7.1), la maggiore temperatura del “serbatoio caldo” conduce ad una maggiore energia estratta per il chilogrammo di LH2 vaporizzato: questo sistema produce 6.1MJ/kgLH2 di energia elettrica netta mentre brucia 9.4% del GH2 in uscita.

Tabella 4.7.3 Stati termodinamici per il sistema CCGT con temperatura di ingresso in turbina di 820K.

	T [K]	p [bar]	ρ [kg/m ³]	u [kJ/kg]	h [kJ/kg]	s [kJ/kg K]
1	22.0	1.0	2.19	-1480.74	-1435.01	18.02
2	84.2	18.0	10.29	-1286.76	-1111.72	18.99
3	820	18.0	1.06	1007.43	2711.80	30.82
4	303.0	1.0	0.16	-604.52	25.31	31.65

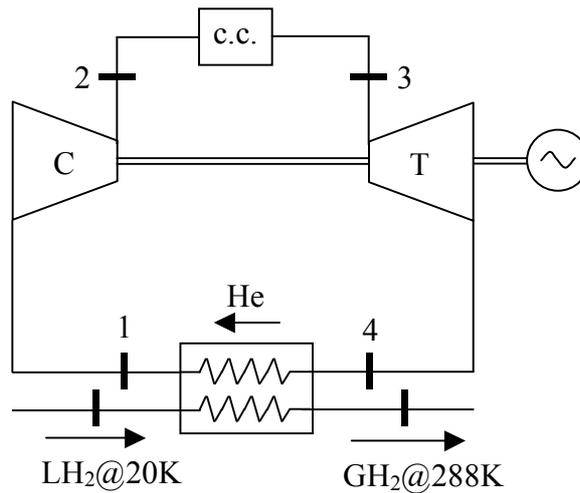


Figura 4.7.3.a - Schema di impianto per il sistema CCGT con temperatura di ingresso in turbina di 820 K.

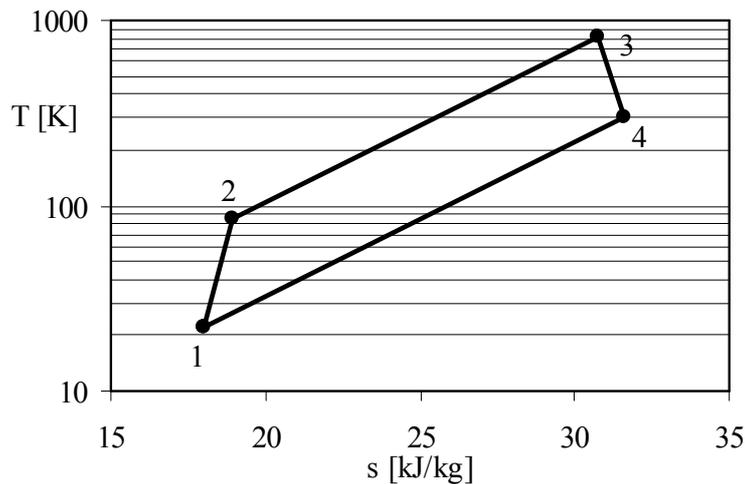


Figura 4.7.3.b - Diagramma s-T per il sistema CCGT con temperatura di ingresso in turbina di 820 K.

4.7.3. Sistema di recupero GT@1200K-1800K

Sono state considerate quattro differenti temperature di ingresso in turbina: 1200K, 1400K, 1600K, e 1800K [S. Tanishima, *Future view of gas power generation of TEPCO*, in: *The Future of Gas for Power Generation*, Int. Energy Agency, Paris, 2004]. L'ultimo caso, che è quello con l'efficienza migliore, è illustrato nella figura 4.7.4.a. Gli stati termodinamici sono mostrati nella figura 4.7.4.b e nella tabella 4.7.4. Poiché la temperatura dell'elio all'uscita della turbina è superiore a quanto è necessario a per il riscaldamento dell'idrogeno, nel ciclo può essere inserito un recuperatore. In tal caso, un'efficienza del recuperatore pari al 50-60% è sufficiente a ridurre la temperatura dell'elio a 300K, ottenendo quindi GH2 in uscita alla temperatura di 288 K. L'utilizzo di un recuperatore a maggiore efficienza ridurrebbe il consumo di combustibile in camera di combustione, ma abbasserebbe troppo T_6 , e quindi richiederebbe una quantità di combustibile simile per riscaldare il GH2 in uscita fino a 288 K. Per i quattro sistemi considerati, viene bruciato rispettivamente il 12.5%, il 14.1%, il 15.7% e il 17,3% dell'idrogeno in ingresso producendo 9.4, 11.1, 12.8 e 14.5 MJ/kgLH2 di energia elettrica netta.

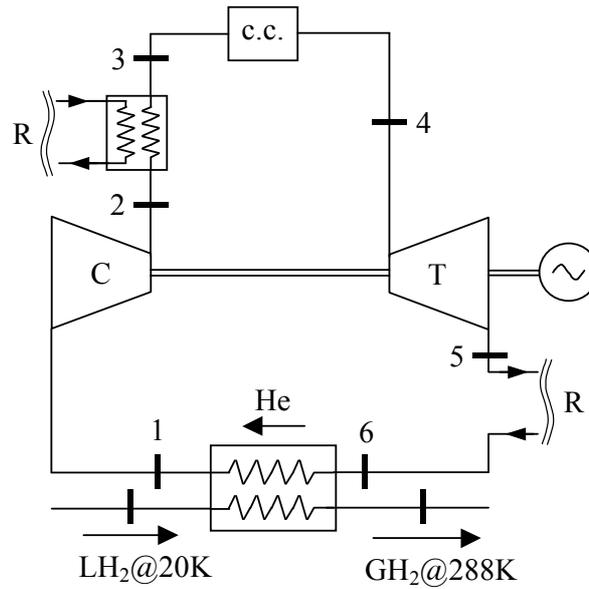


Figura 4.7.4.a - Schema di impianto per il CCGT con temperatura di ingresso in turbina di 1800 K.

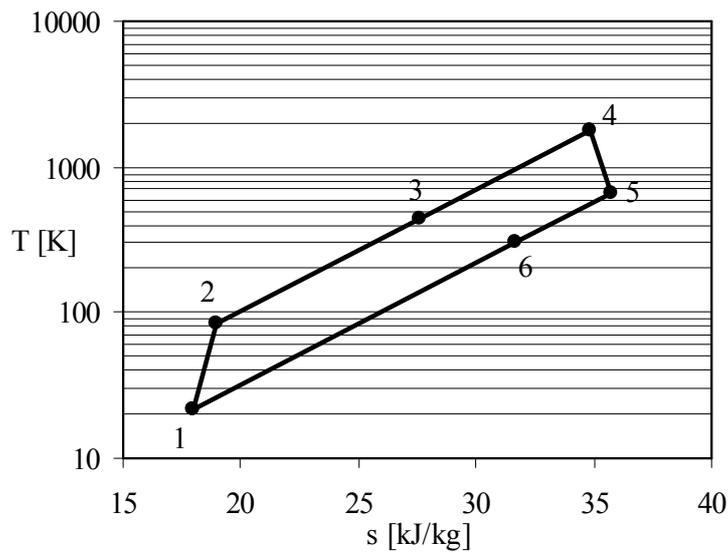


Figura 4.7.4.b - Diagramma s-T per il CCGT con temperatura di ingresso in turbina di 1800 K.

Tabella 4.7.4 Stati termodinamici per il CCGT con temperatura di ingresso in turbina di 1800K.

	T [K]	p [bar]	ρ [kg/m ³]	u [kJ/kg]	h [kJ/kg]	s [kJ/kg K]
1	22.0	1.0	2.19	-1480.74	-1435.01	18.02
2	84.2	18.0	10.29	-1286.76	-1111.72	18.99
3	444.4	18.0	1.95	-163.75	759.89	29.63
4	1800	18.0	0.48	4063.08	7804.38	34.90
5	665.2	1.0	0.07	524.66	1907.21	35.74
6	305.0	1.0	0.16	-598.34	35.60	31.68

4.7.4. Sistema di recupero MHD a ciclo singolo

Per valutare i miglioramenti realizzabili utilizzando una maggior temperatura del “serbatoio caldo”, si è considerato un generatore MHD con una temperatura di ingresso di 2200 K (vicina quindi al limite superiore per la combustione H₂-aria). Il sistema è illustrato nella figura 4.7.5.a e stati termodinamici sono mostrati nella figura 4.7.5.b e nella tabella 4.7.5. Questo sistema produce 13.7 MJ/kgLH₂ di energia elettrica netta mentre brucia 15.3% del GH₂ in uscita.

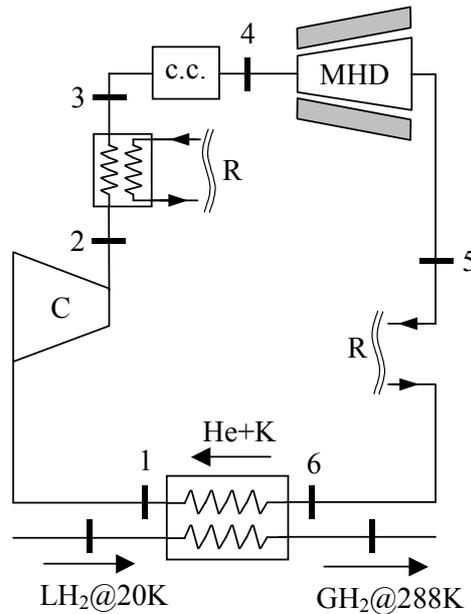


Figura 4.7.5.a - Schema di impianto per il sistema MHD singolo a ciclo chiuso.

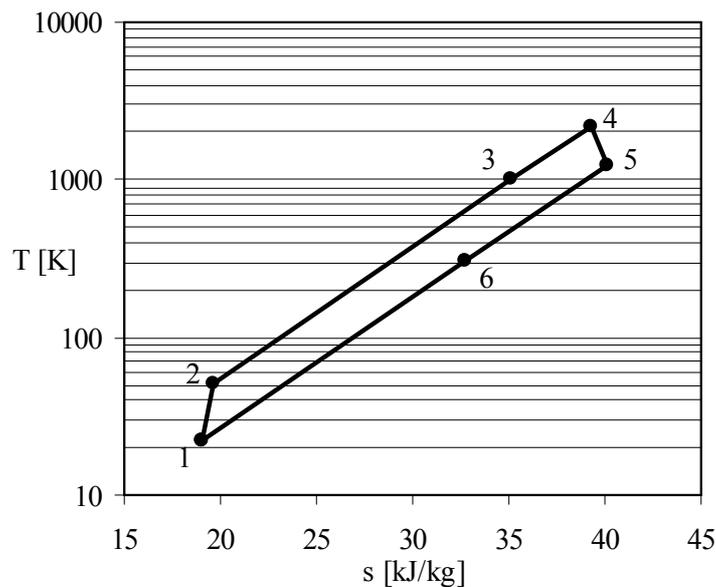


Figura 4.7.5.b - Diagramma s-T per il sistema MHD singolo a ciclo chiuso.

Tabella 4.7.5 Stati termodinamici per il sistema MHD singolo a ciclo chiuso.

	T [K]	p [bar]	ρ [kg/m ³]	u [kJ/kg]	h [kJ/kg]	s [kJ/kg K]
1	22.0	0.6	1.33	-1480.7	-1435.0	19.1
2	50.8	3.6	3.45	-1390.9	-1285.3	19.7
3	1000.3	3.6	0.18	-1569.7	3648.9	35.2
4	2200.0	3.6	0.08	5310.3	9883.0	39.3
5	1254.5	0.6	0.02	2362.3	4969.8	40.1
6	305.0	0.6	0.10	-598.3	35.6	32.7

4.7.5. Sistema combinati MHD-GT

Questo sistema combinato utilizza il ciclo chiuso MHD come topper ed un ciclo GT come bottomer (con una temperatura di ingresso in turbina di 1200K). Sono considerati due schemi: il primo, illustrato nella figura 4.7.6.a, usa il recuperatore all'interno del ciclo GT. Questa configurazione, indicata con (1), porta alla combustione del 20.3% dell'idrogeno in ingresso producendo 18.5 MJ/kgLH2 di energia elettrica netta. Il secondo, indicato nella figura 4.7.7.a, usa il recuperatore a valle del compressore nel ciclo MHD. Questa configurazione, indicata con (2), porta alla combustione del 22.6% dell'idrogeno in ingresso producendo 21.2 MJ/kgLH2 di energia elettrica netta. Gli stati termodinamici sono mostrati nelle figure 4.7.6.b e 4.7.7.b e nelle tabelle 4.7.6 e 4.7.7.

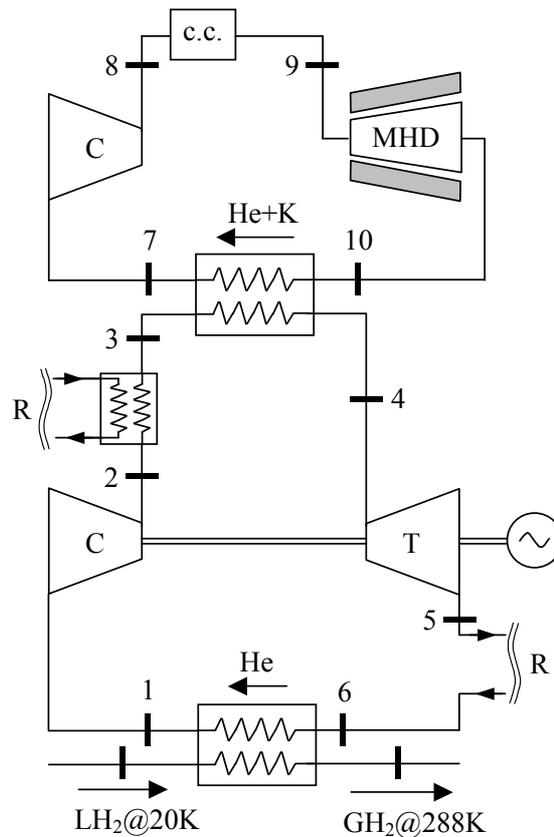


Figura 4.7.6.a - Schema di impianto per il sistema combinato MHD-GT (1).

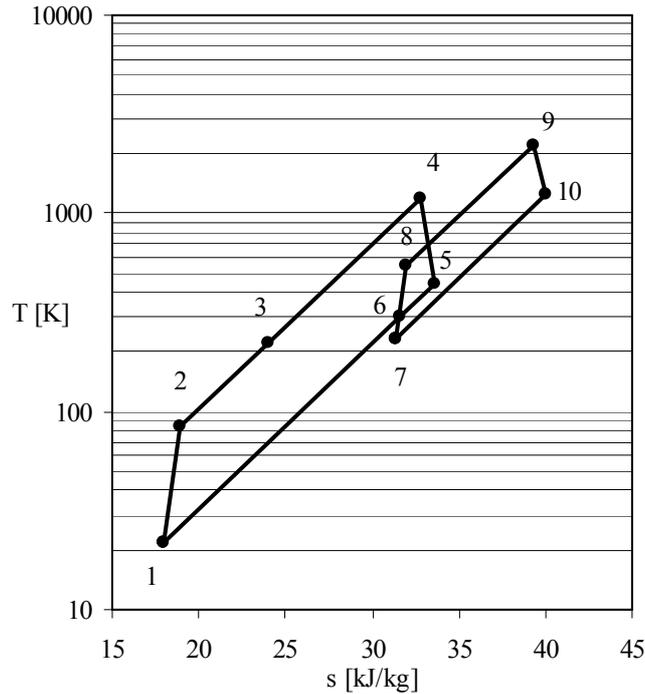


Figura 4.7.6.b - Diagramma s-T per il sistema combinato MHD-GT (1).

Tabella 4.7.6 Stati termodinamici per il sistema combinato MHD-GT (1).

	T [K]	p [bar]	ρ [kg/m ³]	u [kJ/kg]	h [kJ/kg]	s [kJ/kg K]
1	22.0	1.0	2.22	-1480.7	-1435.0	18.0
2	84.2	18.0	10.42	-1286.8	-1111.7	19.0
3	222.7	18.0	3.94	-855.1	-392.3	24.0
4	1200.0	18.0	0.73	2192.3	4686.5	32.8
5	443.4	1.0	0.11	-166.7	755.0	33.6
6	305.0	1.0	0.16	-598.3	35.6	31.7
7	234.7	0.6	0.12	-817.5	-329.7	31.4
8	542.0	3.6	0.32	140.8	1267.4	32.0
9	2200.0	3.6	0.08	5310.3	9883.0	39.3
10	1254.5	0.6	0.02	2362.3	4969.8	40.1

Tabella 4.7.7 Stati termodinamici per il sistema combinato MHD-GT (2).

	T [K]	p [bar]	ρ [kg/m ³]	u [kJ/kg]	h [kJ/kg]	s [kJ/kg K]
1	22.0	1.0	2.22	-1480.7	-1435.0	18.0
2	84.2	18.0	10.42	-1286.8	-1111.7	19.0
3	1200.0	18.0	0.73	2192.3	4686.5	32.8
4	443.4	1.0	0.11	-166.7	755.0	33.6
5	305.0	1.0	0.16	-598.3	35.6	31.7
6	88.0	0.6	0.33	-1275.0	-1092.0	26.3
7	203.2	3.6	0.86	-915.6	-493.2	26.9
8	348.0	3.6	0.50	-464.4	258.9	29.7
9	2200.0	3.6	0.08	5310.3	9883.0	39.3
10	1254.5	0.6	0.02	2362.3	4969.8	40.1

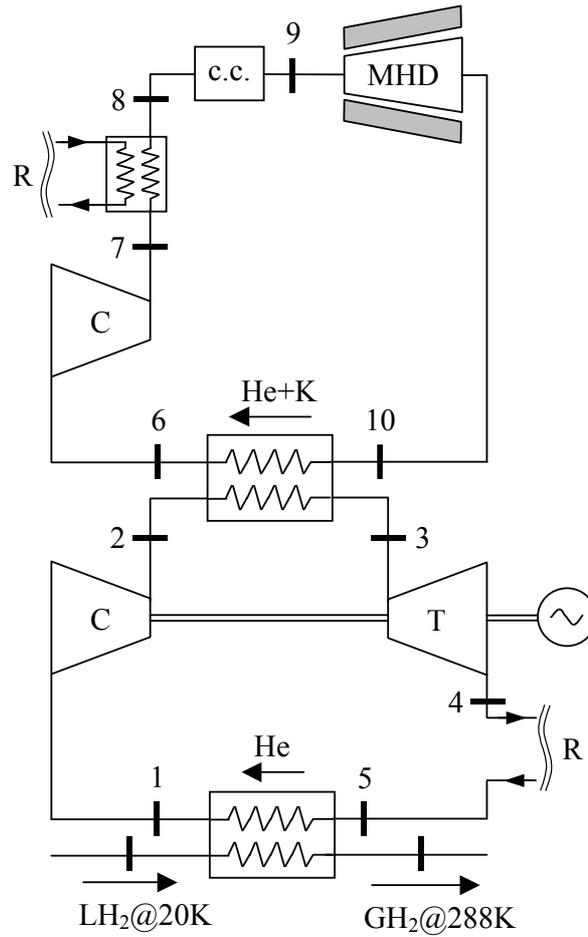


Figura 4.7.7.a - Schema di impianto per il sistema combinato MHD-GT (2).

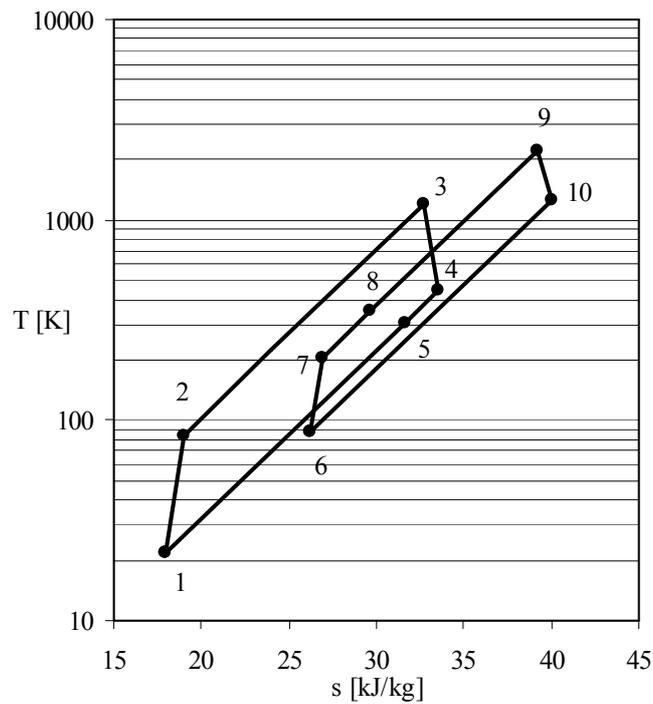


Figura 4.7.7.b - Diagramma s-T per il sistema combinato MHD-GT (2).

L'efficienza dei sistemi proposti è valutata a confronto con i sistemi reversibili ideali (limite superiore) e con i sistemi convenzionali di riferimento (limite inferiore). Tutti i sistemi di recupero energetico proposti hanno una doppia uscita: una portata in massa di GH2 alla temperatura ambiente e una energia elettrica netta. Il confronto viene effettuato a parità di uscita di GH2. Con riferimento ai sistemi ideali, l'efficienza è valutata con l'eq.(2) per i sistemi di tipo ORV, e con l'eq.(5) per i sistemi di tipo SCV. Per quanto riguarda i sistemi convenzionali, l'energia elettrica estratta in più a parità di frazione bruciata è espressa dalla differenza $\Delta E = E_{el\ rec.sys.} - E_{el\ conv.}$. Il sistema GT@288k è paragonato al processo ORV convenzionale, mentre gli altri sistemi sono confrontati al processo SCV convenzionale seguito dalla conversione parziale del GH2 prodotto in energia elettrica. Si ottengono quindi due valori tramite l'utilizzo dei due sistemi combinati di riferimento: termico-elettrico e fuel-cell-GT. Le prestazioni dei sistemi considerati sono mostrate nella tabella 4.7.8 e nella figura 4.7.8.

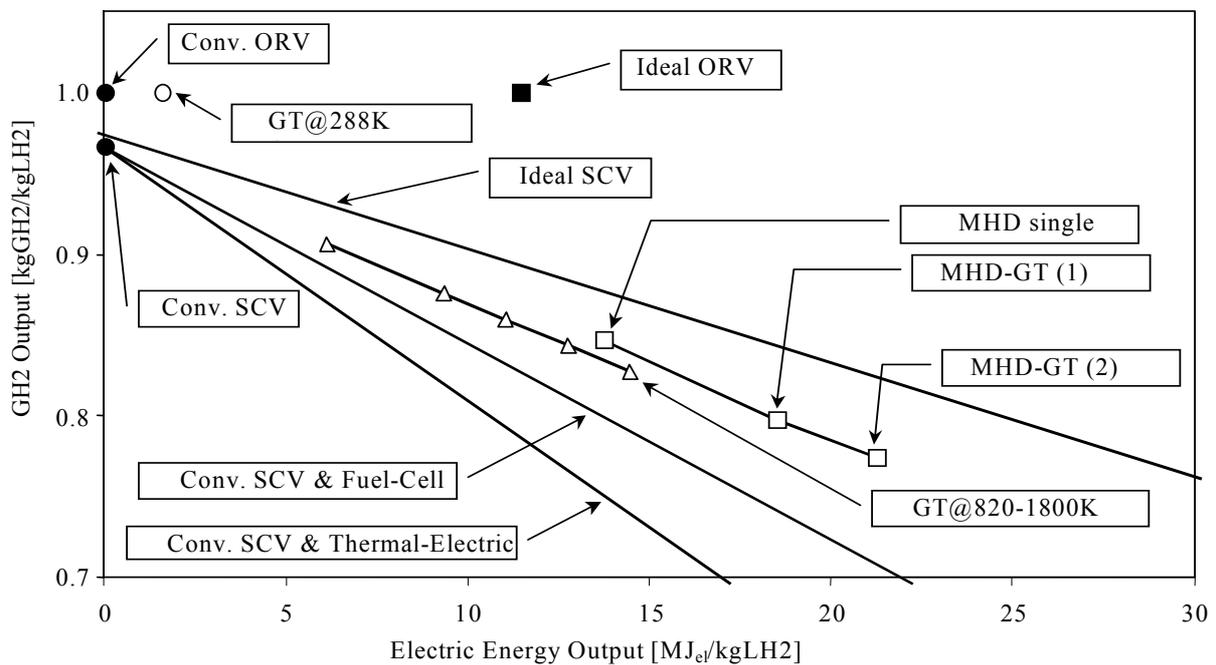


Figura 4.7.8 - Confronto fra i sistemi studiati e quelli ideali e convenzionali.

Tabella 4.7.8 Confronto fra i sistemi studiati e quelli ideali e convenzionali.

Sistema	X [%]	E_{el} [MJ/kgLH2]	η [%]	u [MJ/kgLH2]
ORV convenzionale	0	0	—	—
GT@288K	0	1.6	13.9	1.6
SCV convenzionale	3.3	0	—	—
GT@820K	9.4	6.1	64.5	1.2 ÷ 2.3
GT@1200K	12.5	9.4	67.4	1.8 ÷ 3.5
GT@1400K	14.1	11.1	68.4	2.2 ÷ 4.2
GT@1600K	15.7	12.8	69.2	2.6 ÷ 4.9
GT@1800K	17.3	14.5	69.8	3.0 ÷ 5.6
MHD singolo	15.3	13.7	76.7	3.9 ÷ 6.1
MHD-GT (1)	20.3	18.5	74.2	4.6 ÷ 7.7
MHD-GT (2)	22.6	21.2	75.3	5.4 ÷ 9.0

L'efficienza globale di conversione dei sistemi proposti è sempre superiore a quella dei sistemi di riferimento convenzionali. L'efficienza ideale è nella gamma 64-77% per tutti i sistemi di tipo SCV, con valori crescenti al crescere della temperatura del “serbatoio caldo”. L'uso del sistema MHD-GT (2) porta ad un'energia elettrica prodotta maggiore di oltre 9 MJ/kgLH2 rispetto al sistema combinato termico-elettrico convenzionale a parità di GH2 in uscita. La maggiore uscita elettrica può essere considerata come il recupero dell'energia spesa per la liquefazione: il recupero risulta pari al 25% se paragonato al riferimento attuale di 36MJ/kg per la liquefazione dell'idrogeno e cresce fino al 36-50% se confrontato con i 18-25 MJ/kg richiesti dai nuovi sistemi di liquefazione ad alta efficienza.

5. STUDIO DEL SISTEMA DI DIAGNOSTICA E PROTEZIONE

5.1 Il sistema di protezione

In figura 5.1.1 è mostrato lo schema di principio del sistema di protezione e, al tempo stesso la procedura di spegnimento dell'intero impianto. La procedura di intervento è la seguente:

- T1: chiude lo SMES su una resistenza di scarica
- T2: chiude il sistema su un carico resistivo trifase
- T3: disconnette il sistema dalla linea
- T4: disconnette i generatori dalla linea

La chiusura di T1 consente di scaricare in sicurezza l'energia contenuta negli SMES sulla resistenza di guasto; La chiusura di T2 e l'apertura di T3 separano l'intero sistema dalla rete trifase, L'apertura di T4 isola dalla linea i generatori di energia rinnovabile ed il sistema di generazione ed accumulo di idrogeno. Si suppone che la regolazione dei generatori elettrici e di idrogeno sia gestita separatamente e, a seconda delle necessità si possa continuare a produrre idrogeno o procedere allo spegnimento completo. Il tempo caratteristico di spegnimento è controllato direttamente tramite la resistenza R_D in serie al diodo di ricircolo D.

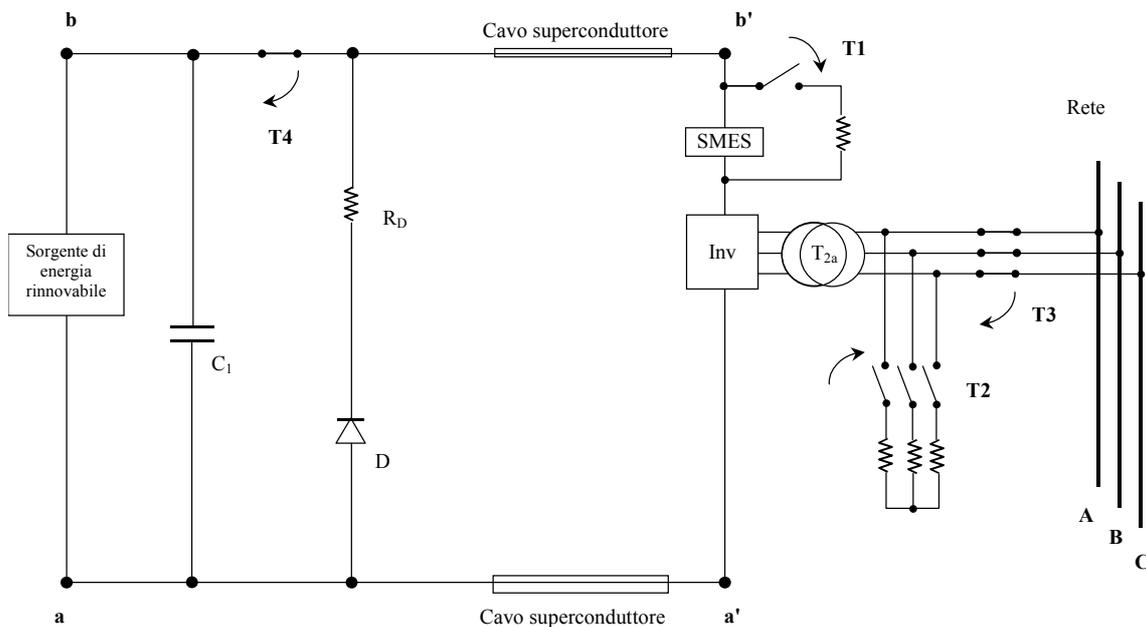


Figura 5.1.1 - Schema di principio del sistema di protezione; sequenza di intervento: T1, T2 , T3, T4

Lo schema del sistema di protezione illustrato in figura 5.1.1 è stato testato utilizzando il modello sviluppato in ambiente EMTP (vedi sezione 2.3). Dopo aver portato il sistema a regime si è attivata la sequenza di intervento delle protezioni:

- si è chiuso l'interruttore T1 al tempo $t_0 = 10$ s, consentendo agli SMES di scaricarsi sulla resistenza di protezione in parallelo. La costante di tempo per la scarica degli SMES è 1 s, come mostrato nella figura 5.1.2;

- si è chiuso l'interruttore T2 al tempo $t_0 = t_0 + 1$ ms, e si è aperto l'interruttore T3 contemporaneamente, separando l'intero sistema dalla rete trifase;
- si è aperto l'interruttore T4 al tempo $t_0 = t_0 + 3$ ms, isolando dalla linea i generatori di energia rinnovabile ed il sistema di generazione ed accumulo di idrogeno.

Come si può notare dalla figura 5.1.3 la corrente sulla linea superconduttiva si annulla entro circa 6 ms dall'inizio della procedura di intervento. Tuttavia, la figura 5.1.4 mostra che la potenza erogata alla rete impiega circa 20 ms per annullarsi (l'energia necessaria è fornita dagli SMES in fase di scarica e dagli altri componenti con memoria nel sistema).

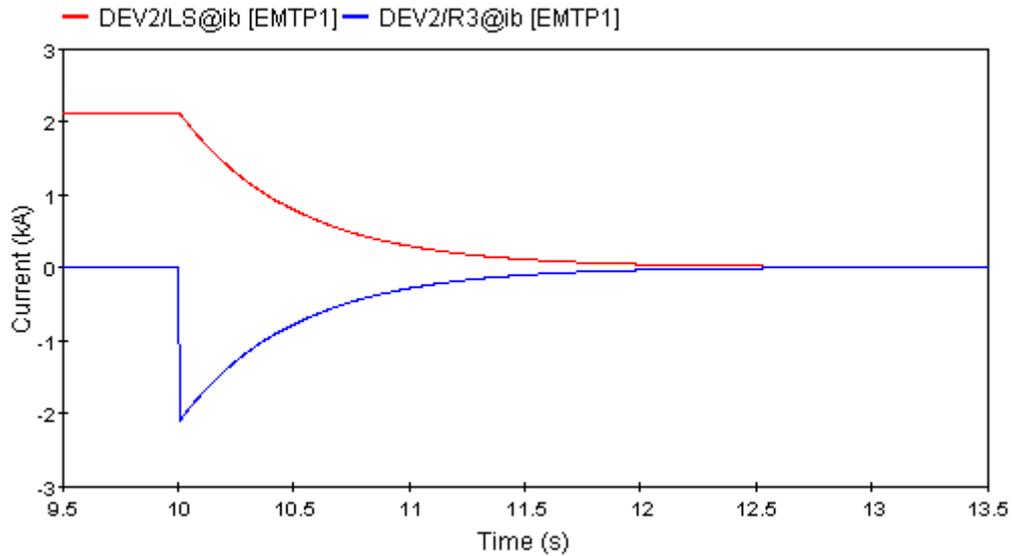


Figura 5.1.2 - Transitorio di corrente sugli SMES e sulle resistenze di protezione successivamente all'intervento delle protezioni.

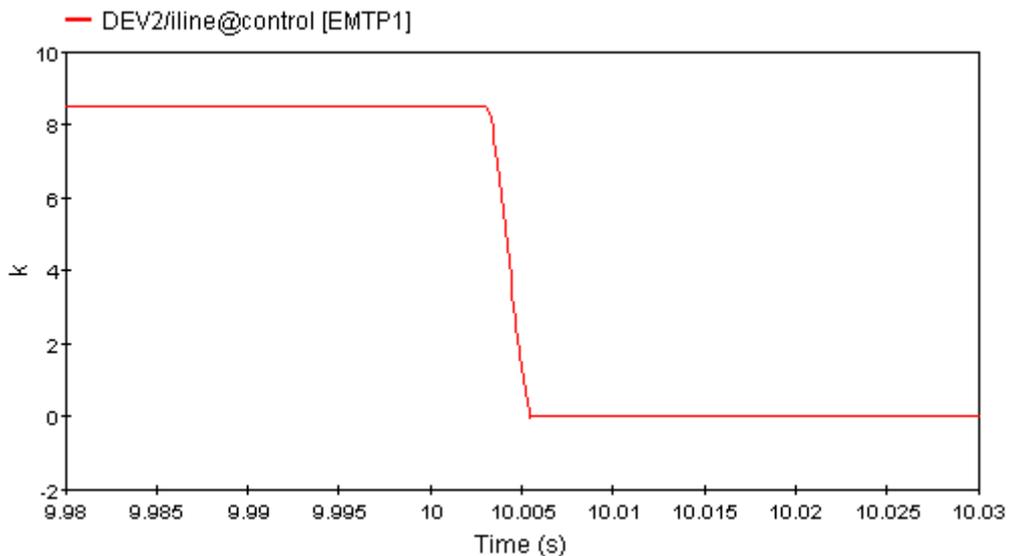


Figura 5.1.3 - Transitorio di corrente sulla linea SC successivamente all'intervento delle protezioni.

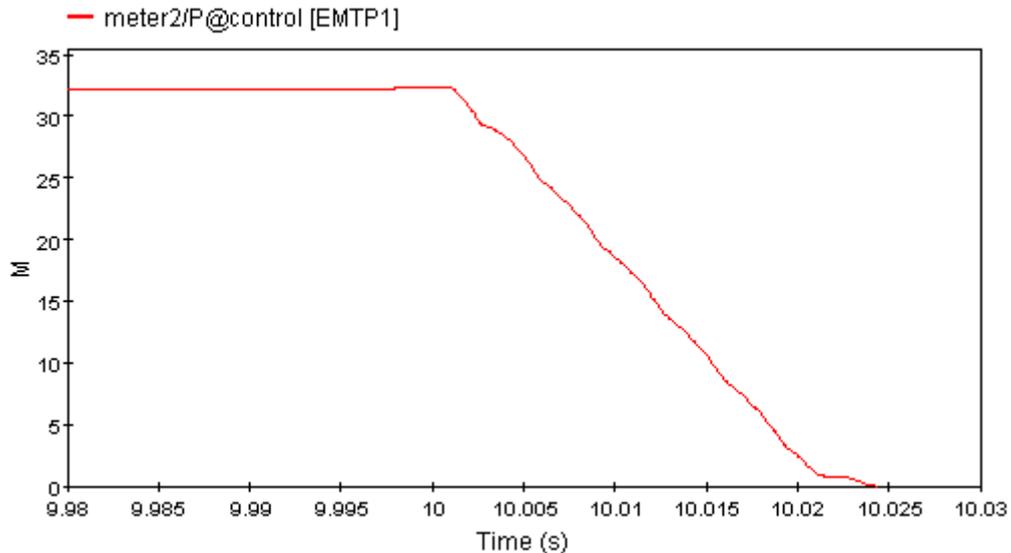


Figura 5.1.4 - Transitorio di potenza erogata alla rete successivamente all'intervento delle protezioni.

5.2 Analisi del guasto sulla linea

Si consideri un cavo superconduttivo di forma assialsimmetrica costituito da un nucleo interno di diametro nominale D_{cbl} (occupato dai filamenti superconduttivi del cavo stesso, dai filamenti di stabilizzazione in rame, e da una porzione di fluido refrigerante che occupa le regioni libere fra i fili) e dal circuito di raffreddamento esterno compreso fra D_{cbl} e D_{crg} nel quale scorre il liquido criogenico. Poiché lo stato termodinamico del LH2 nel cavo superconduttivo è tale per cui i valori di temperatura e pressione, in caso di guasto, possono essere confrontabili con i valori critici, non è possibile introdurre l'ipotesi di fluido incomprimibile. Le equazioni per la soluzione del problema termoidraulico monodimensionale del cavo devono quindi essere ricavate dalle equazioni generali di bilancio di massa, quantità di moto ed energia per fluido newtoniano comprimibile.

5.2.1 Equazione monodimensionale di continuità

Dall'equazione indefinita di continuità per un fluido comprimibile [Marchi E., Rubatta A. *Meccanica dei Fluidi*. UTET, Torino, 1996. p. 254]:

$$\frac{D\rho}{Dt} + \rho \nabla \cdot \mathbf{v} = 0 \quad (5.2.1)$$

in cui ρ è la densità e \mathbf{v} il vettore velocità del fluido, si ottiene nel caso monodimensionale:

$$\frac{D\rho}{Dt} + \rho \frac{\partial v}{\partial x} = 0 \quad (5.2.2)$$

oppure, sviluppando la derivata sostanziale:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial(\rho v)}{\partial x} = 0 \quad (5.2.3)$$

5.2.2 Equazione monodimensionale del moto

Si consideri l'equazione di Navier-Stokes nella forma più generale (valida per un fluido newtoniano anche nel caso di coefficienti di viscosità non uniformi nella massa fluida) [Marchi E., Rubatta A. *Meccanica dei Fluidi*. UTET, Torino, 1996. p. 255]:

$$\rho \frac{D\mathbf{v}}{Dt} = -\nabla p + \rho \mathbf{g} + \nabla \cdot (2\mu \mathbf{D}) + \nabla(\mu' \nabla \cdot \mathbf{v}) \quad (5.2.4)$$

in cui p è la pressione, \mathbf{g} la risultante delle forze di massa, \mathbf{D} il tensore delle deformazioni, μ e μ' rispettivamente il primo e il secondo coefficiente di viscosità.

Nel caso monodimensionale, per semplificare la soluzione dell'equazione è possibile tenere conto dei termini viscosi con considerazioni di tipo macroscopico ricorrendo al fattore d'attrito f . Si ponga [Marchi E., Rubatta A. *Meccanica dei Fluidi*. UTET, Torino, 1996. p. 275, 2]:

$$F = \frac{f}{4R} \frac{v|v|}{2} \quad (5.2.5)$$

in cui R è il raggio medio della sezione trasversale del flusso definito come rapporto fra l'area della stessa ed il contorno bagnato (nel caso di sezione circolare di diametro D si ha $4R = D$, nel caso di sezione anulare con diametri D_{in} e D_{out} si ha $4R = D_{out} - D_{in}$). Il fattore d'attrito f che compare nella (5.2.5) è detto fattore d'attrito di Moody o di Darcy. È da notare che altre formulazioni usano il fattore d'attrito di Fanning che è pari ad 1/4 di quello di Moody-Darcy: $f_M = f_D = 4f_F$ [Bottura L. *A Numerical Model for the Simulation of Quench in the ITER Magnets*. Journal of Computational Physics 125, 26-41, 1996], [Romeo E., Royo C., Monzón A. *Improved explicit equations for estimation of the friction factor in rough and smooth pipes*. Chemical Engineering Journal 86, 369–374, 2002].

Supponendo che le forze di massa \mathbf{g} siano ovunque dirette verso il basso con modulo g uniforme e detta z la quota dell'asse del cavo l'equazione monodimensionale può essere scritta nella forma:

$$\rho \frac{Dv}{Dt} + \frac{\partial p}{\partial x} + \rho g \frac{\partial z}{\partial x} = -\rho F \quad (5.2.6)$$

Nel caso in cui il cavo sia disposto orizzontalmente l'equazione si riduce alla:

$$\rho \frac{Dv}{Dt} + \frac{\partial p}{\partial x} = -\rho F \quad (5.2.7)$$

ovvero, sviluppando la derivata sostanziale:

$$\rho \frac{\partial v}{\partial t} + \rho v \frac{\partial v}{\partial x} + \frac{\partial p}{\partial x} = -\rho F \quad (5.2.8)$$

5.2.3 Prima equazione monodimensionale della termodinamica

Si consideri la prima equazione indefinita della termodinamica per fluidi viscosi [Marchi E., Rubatta A. *Meccanica dei Fluidi*. UTET, Torino, 1996. p. 257]:

$$\rho \frac{Du}{Dt} = -\mathbf{T} : \mathbf{D} - \nabla \cdot \mathbf{q} \quad (5.2.9)$$

in cui u è l'energia interna specifica, \mathbf{T} e \mathbf{D} rispettivamente il tensore degli sforzi e quello delle deformazioni, e \mathbf{q} il vettore densità del flusso di potenza termica.

Considerato che la dissipazione specifica di potenza meccanica p_d vale:

$$p_d = \frac{p}{\rho} \nabla \cdot \mathbf{v} - \frac{1}{\rho} \mathbf{T} : \mathbf{D} \quad (5.2.10)$$

si ottiene:

$$\rho \frac{Du}{Dt} + p \nabla \cdot \mathbf{v} = \rho p_d - \nabla \cdot \mathbf{q} \quad (5.2.11)$$

Ripetendo le considerazioni precedenti riguardo i termini dissipativi e scomponendo gli ingressi termici in due contributi (uno di conduzione lungo l'asse x secondo l'equazione costitutiva di Fourier $\mathbf{q} = -k \nabla T$, e l'altro di ingressi termici attraverso le superfici laterali) si ottiene l'equazione monodimensionale:

$$\rho \frac{Du}{Dt} + p \frac{\partial v}{\partial x} = \rho v F + \frac{\partial}{\partial x} \left(k \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{\dot{Q}_{in}}{A} \quad (5.2.12)$$

in cui con \dot{Q}_{in} si sono indicati gli ingressi termici attraverso le superfici laterali espressi in W/m mentre A è la sezione di scorrimento del flusso.

Nel caso di fluido in moto è spesso possibile trascurare il termine di conduzione termica assiale rispetto agli altri termini, ottenendo quindi:

$$\rho \frac{Du}{Dt} + p \frac{\partial v}{\partial x} = \rho v F + \frac{\dot{Q}_{in}}{A} \quad (5.2.13)$$

ovvero, sviluppando la derivata sostanziale:

$$\rho \frac{\partial u}{\partial t} + \rho v \frac{\partial u}{\partial x} + p \frac{\partial v}{\partial x} = \rho v F + \frac{\dot{Q}_{in}}{A} \quad (5.2.14)$$

5.2.4 Seconda equazione monodimensionale della termodinamica

Si consideri la seconda equazione indefinita della termodinamica per fluidi viscosi:

$$\rho \frac{Ds}{Dt} = \frac{\rho p_d}{T} - \frac{\nabla \cdot \mathbf{q}}{T} \quad (5.2.15)$$

in cui s è l'entropia specifica, \mathbf{q} il vettore densità del flusso di potenza termica, e p_d la dissipazione specifica di potenza meccanica.

Introducendo il differenziale totale dell'entropia specifica nella forma:

$$ds = \frac{c_p}{T} dT - \frac{\alpha}{\rho} dp \quad (5.2.16)$$

in cui α è il coefficiente di dilatazione cubica e c_p il calore specifico a pressione costante, si ottiene:

$$\rho c_p \frac{DT}{Dt} - \alpha T \frac{Dp}{Dt} = \frac{\rho p_d}{T} - \frac{\nabla \cdot \mathbf{q}}{T} \quad (5.2.17)$$

che rappresenta l'equazione di Fourier nel caso in cui siano presenti dissipazioni di energia meccanica nel fluido.

Ripetendo considerazioni precedenti riguardo il termine dissipativo, l'equazione monodimensionale risulta:

$$\rho c_p \frac{DT}{Dt} - \alpha T \frac{Dp}{Dt} = \rho v F + \frac{\partial}{\partial x} \left(k \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{\dot{Q}_{in}}{A} \quad (5.2.18)$$

Nel caso di fluido in moto per cui sia possibile trascurare il termine di conduzione termica assiale rispetto agli altri termini si ottiene:

$$\rho c_p \frac{DT}{Dt} - \alpha T \frac{Dp}{Dt} = \rho v F + \frac{\dot{Q}_{in}}{A} \quad (5.2.19)$$

ovvero, sviluppando la derivata sostanziale:

$$\rho c_p \frac{\partial T}{\partial t} + \rho c_p v \frac{\partial T}{\partial x} - \alpha T \frac{\partial p}{\partial t} - \alpha T v \frac{\partial p}{\partial x} = \rho v F + \frac{\dot{Q}_{in}}{A} \quad (5.2.20)$$

5.2.5 Determinazione del fattore d'attrito

In base alla (5.2.5), nel caso di sezione di flusso anulare e direzione del moto nel verso positivo delle ascisse si ha:

$$F = \frac{f}{D_h} \frac{v^2}{2}, \text{ con } D_h = D_{out} - D_{in} \quad (5.2.21)$$

Il fattore d'attrito f può essere valutato sperimentalmente o con l'ausilio di codici per la simulazione fluidodinamica. In mancanza di dati specifici, f può essere stimato risolvendo l'equazione implicita di Colebrook-White:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log_{10} \left(\frac{\varepsilon / D_h}{3.71} + \frac{2.52}{N_{Re} \sqrt{f}} \right), \text{ con } N_{Re} = \frac{\rho v D_h}{\mu} \quad (5.2.22)$$

oppure mediante formule esplicite approssimate come quella di Romeo-Royo-Monzón [Romeo E., Royo C., Monzón A. *Improved explicit equations for estimation of the friction factor in rough and smooth pipes*. Chemical Engineering Journal 86, 369–374, 2002].

Nella (5.2.22) il coefficiente di scabrezza equivalente ε va inteso come un opportuno valore tale che la soluzione dell'equazione determini una stima efficace del coefficiente d'attrito. Nel caso ad esempio dei tubi corrugati tipo Cryoflex, il costruttore consiglia di stimare il fattore d'attrito come quattro volte quello relativo al tubo liscio ($\varepsilon = 0$) di pari dimensioni geometriche.

5.2.6 Caso stazionario

Nel caso stazionario scompaiono le derivate temporali per cui le equazioni (5.2.3, 5.2.8, 5.2.14, 5.2.20) si riducono rispettivamente alle:

$$\frac{\partial(\rho v)}{\partial x} = 0 \quad (5.2.26)$$

$$\rho v \frac{\partial v}{\partial x} + \frac{\partial p}{\partial x} = -\rho F \quad (5.2.27)$$

$$\rho v \frac{\partial u}{\partial x} + p \frac{\partial v}{\partial x} = \rho v F + \frac{\dot{Q}_{in}}{A} \quad (5.2.28)$$

$$\rho c_p v \frac{\partial T}{\partial x} - \alpha T v \frac{\partial p}{\partial x} = \rho v F + \frac{\dot{Q}_{in}}{A} \quad (5.2.29)$$

5.3 Scrittura delle equazioni in forma alternativa semplificata

Nei problemi tecnici ordinari, è in genere lecito introdurre l'ipotesi di fluido incomprimibile, ottenendo equazioni notevolmente semplificate. Ciò è possibile quando si verificano contemporaneamente le due condizioni seguenti:

- le velocità del fluido sono trascurabili rispetto alla velocità del suono nel mezzo;
- lo stato termodinamico del fluido è lontano dallo stato critico.

Nel caso specifico del problema affrontato, solamente la prima condizione è soddisfatta, essendo i valori di pressione e temperatura considerati confrontabili con i valori critici dell'idrogeno liquido. Ciò significa che in generale non è possibile applicare l'ipotesi di fluido incomprimibile (ne è una prova il fatto che $c_p \approx 1.7 c_v$). È possibile comunque arrivare ad una forma alternativa semplificata delle equazioni eliminando opportunamente alcuni termini che risultano sempre trascurabili per velocità molto minori di quella del suono a prescindere dallo stato fatto che lo stato termodinamico sia prossimo a quello critico. Le semplificazioni delle equazioni sono di seguito apportate in termini relativi evidenziando l'errore massimo introdotto.

5.3.1 Forma semplificata delle equazioni monodimensionali nel caso stazionario

Nel seguito si farà uso delle equazioni (5.2.27, 5.2.29) scritte in una forma alternativa semplificata. Per ricavarle, si consideri, in virtù dell'equazione di stato $\rho = \rho(p, T)$, il differenziale totale $d\rho$:

$$d\rho = \left(\frac{\partial\rho}{\partial T}\right)_p dT + \left(\frac{\partial\rho}{\partial p}\right)_T dp = -\rho\alpha dT + \rho\beta dp \quad (5.3.1)$$

nella quale si sono introdotti il coefficiente di dilatazione cubica α e il coefficiente di comprimibilità cubica β [Marchi E., Rubatta A. *Meccanica dei Fluidi*. UTET, Torino, 1996. p. 27]:

$$\alpha = -\frac{1}{\rho}\left(\frac{\partial\rho}{\partial T}\right)_p \quad \beta = \frac{1}{\rho}\left(\frac{\partial\rho}{\partial p}\right)_T \quad (5.3.2)$$

Definita la velocità del suono c come [Cocchi A. *Elementi di Termofisica*. Esculapio, Bologna, 1993. p. 186]:

$$c = \sqrt{\left(\frac{\partial p}{\partial\rho}\right)_s} \quad (5.3.3)$$

si possono ricavare le seguenti relazioni [Marchi E., Rubatta A. *Meccanica dei Fluidi*. UTET, Torino, 1996. p. 36-39]:

$$\rho\beta = \frac{c_p}{c_v} \frac{1}{c^2} \quad (5.3.4)$$

$$\frac{T\alpha^2}{c_p} = \left(\frac{c_p}{c_v} - 1\right) \frac{1}{c^2} \quad (5.3.5)$$

Con riferimento ai diagrammi delle proprietà dell'idrogeno liquido, è possibile valutare l'ordine di grandezza dei valori medi assunti nell'intervallo di temperatura e pressione considerato ($T = 15 - 25$ K, $p = 5 - 15$ bar):

$$\rho_{LH\ avg} \approx 72 \text{ kg/m}^3 \quad c_{pLH\ avg} \approx 9300 \text{ J/kgK} \quad c_{vLH\ avg} \approx 5600 \text{ J/kgK} \quad (5.3.6)$$

$$\alpha_{LH\ avg} \approx 1.5 \cdot 10^{-2} \text{ K}^{-1} \quad \beta_{LH\ avg} \approx 1.7 \cdot 10^{-8} \text{ Pa}^{-1} \quad c_{LH\ avg} \approx 1100 \text{ m/s} \quad (5.3.7)$$

Supponendo che le velocità massime del fluido siano dell'ordine dei 10 m/s, si ha inoltre che i termini adimensionali:

$$(\rho\beta v^2)_{LH \max} \approx 1.4 \cdot 10^{-4} \quad \left(\frac{T\alpha^2 v^2}{c_p} \right)_{LH \max} \approx 5.5 \cdot 10^{-5} \quad (5.3.8)$$

sono sicuramente trascurabili rispetto all'unità.

Sostituendo l'equazione di continuità (5.2.23) nell'equazione del moto (5.2.24) si ottiene:

$$-v^2 \frac{\partial \rho}{\partial x} + \frac{\partial p}{\partial x} = -\rho F \quad (5.3.9)$$

per cui introducendo il differenziale totale (5.3.1) si ricava l'equazione monodimensionale del moto in forma alternativa:

$$(1 - \rho\beta v^2) \frac{\partial p}{\partial x} + \rho\alpha v^2 \frac{\partial T}{\partial x} = -\rho F \quad (5.3.10)$$

che per la (5.3.8) può essere semplificata nella seguente:

$$\frac{\partial p}{\partial x} + \rho\alpha v^2 \frac{\partial T}{\partial x} = -\rho F \quad (5.3.11)$$

L'ulteriore semplificazione che consiste nel trascurare il termine α non è invece sempre lecita, dipendendo in particolare dal rapporto fra gradiente di pressione e di temperatura subito durante la trasformazione.

Ricavando $\partial p / \partial x$ dalla (5.3.8) e sostituendolo nella (5.2.26) si ottiene:

$$\left(1 + \frac{T\alpha^2 v^2}{c_p} \right) \frac{\partial T}{\partial x} = (1 - \alpha T) \frac{F}{c_p} + \frac{\dot{Q}_{in}}{\rho v A c_p} \quad (5.3.12)$$

che per la (5.3.5) può essere semplificata nella:

$$\frac{\partial T}{\partial x} = (1 - \alpha T) \frac{F}{c_p} + \frac{\dot{Q}_{in}}{\rho v A c_p} \quad (5.3.13)$$

L'ulteriore semplificazione del termine α non è invece in generale lecito, essendo per l'idrogeno liquido $(\alpha T)_{LH \text{ avg}} \approx 0.3$.

Viceversa, ricavando $\partial T / \partial x$ dalla (5.3.8) e sostituendolo nella (5.2.26) si ottiene, raccogliendo opportunamente i termini:

$$\left(1 + \frac{T\alpha^2 v^2}{c_p} \right) \frac{\partial p}{\partial x} = - \left(1 + \frac{T\alpha^2 v^2}{c_p} \frac{1}{\alpha T} \right) \rho F - \frac{\alpha v}{c_p} \frac{\dot{Q}_{in}}{A} \quad (5.3.14)$$

la quale, poiché per le proprietà dell'idrogeno liquido $(\alpha T)_{LH \text{ min}} \approx 0.15$, può sempre essere semplificata nella:

$$\frac{\partial p}{\partial x} = -\rho F - \frac{\alpha v}{c_p} \frac{\dot{Q}_{in}}{A} \quad (5.3.15)$$

L'ulteriore semplificazione del termine di comprimibilità α non è invece in generale lecita, dipendendo in particolare dal rapporto fra entrate termiche per unità di lunghezza e perdite distribuite di potenza meccanica.

5.3.2 Forma semplificata delle equazioni monodimensionali nel caso di transitorio termico

Per analizzare fenomeni di transitorio termico come quelli connessi all'espansione di un quench occorre impostare il problema generale tempo-variante. In questo caso, le approssimazioni introdotte al paragrafo precedente non apportano semplificazioni sufficienti alle equazioni generali (5.2.3,

5.2.8, 5.2.14, 5.2.20). È tuttavia possibile ricondursi a formule semplificate analoghe alle (5.3.11, 5.3.13, 5.3.15) introducendo le due ipotesi seguenti:

- le condizioni del flusso nella sezione d'ingresso della linea siano costanti nel tempo: $\dot{m}_0 = \rho_0 v_0 A = \text{cost}$;
- si possa trascurare il fenomeno di accumulo o rilascio di criogeno lungo la linea causato dal transitorio termico.

Si noti come la seconda ipotesi sia meno restrittiva dell'ipotesi di fluido incomprimibile, comportando solo l'assunzione di poter trascurare l'effetto del transitorio sull'effettivo andamento della densità dell'idrogeno (variabile) che si ha a regime lungo la linea.

In base a queste ipotesi l'equazione di continuità (5.2.3) si riduce alla:

$$\frac{\partial(\rho v)}{\partial x} = 0 \Rightarrow v(x) = \frac{\rho_0 v_0}{\rho(x)} = \frac{\dot{m}}{A \rho(x)} \quad (5.3.16)$$

che evidenzia come la velocità lungo la linea dipenda solo dall'ascissa mentre la portata in massa è costante.

Poiché la (5.3.16) assume la stessa forma del caso stazionario, è possibile ripetere gli stessi passaggi fino ad ottenere l'equazione (5.3.11), qui di seguito riportata:

$$\frac{\partial p}{\partial x} + \rho \alpha v^2 \frac{\partial T}{\partial x} = -\rho F \quad (5.3.17)$$

Ricavando $\partial p / \partial x$ dalla (5.3.17) e sostituendolo questa volta nell'equazione termodinamica tempo-variante (5.2.18) si ottiene, raccogliendo opportunamente i termini:

$$\frac{\partial T}{\partial t} - \frac{\alpha T}{\rho c_p} \frac{\partial p}{\partial t} + \left(1 + \frac{T \alpha^2 v^2}{c_p}\right) v \frac{\partial T}{\partial x} = (1 - \alpha T) \frac{v F}{c_p} + \frac{\dot{Q}_{in}}{\rho A c_p} \quad (5.3.18)$$

che per la (5.3.8) può essere semplificata nella:

$$\frac{\partial T}{\partial t} - \frac{\alpha T}{\rho c_p} \frac{\partial p}{\partial t} + v \frac{\partial T}{\partial x} = (1 - \alpha T) \frac{v F}{c_p} + \frac{\dot{Q}_{in}}{\rho A c_p} \quad (5.3.19)$$

In base all'equazione di stato $p = p(\rho, T)$ si può scrivere, essendo per ipotesi $\rho = \rho(x)$:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \left(\frac{\partial p}{\partial \rho}\right)_T \frac{\partial \rho}{\partial t} + \left(\frac{\partial p}{\partial T}\right)_\rho \frac{\partial T}{\partial t} = \left(\frac{\partial p}{\partial T}\right)_\rho \frac{\partial T}{\partial t} \quad (5.3.20)$$

Note le relazioni [Marchi E., Rubatta A. *Meccanica dei Fluidi*. UTET, Torino, 1996. p. 36]:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial T}\right)_\rho = \frac{\alpha}{\beta} \quad c_p - c_v = \frac{T \alpha^2}{\rho \beta} \quad (5.3.21)$$

si ha:

$$\frac{\partial T}{\partial t} - \frac{\alpha T}{\rho c_p} \frac{\partial p}{\partial t} = \left(1 - \frac{T \alpha^2}{\rho \beta c_p}\right) \frac{\partial T}{\partial t} = \frac{c_v}{c_p} \frac{\partial T}{\partial t} \quad (5.3.22)$$

per cui la (5.3.18) si riduce alla seguente, che rappresenta l'analogia della (5.3.13) nel caso tempo-variante:

$$\frac{c_v}{c_p} \frac{\partial T}{\partial t} + v \frac{\partial T}{\partial x} = (1 - \alpha T) \frac{v F}{c_p} + \frac{\dot{Q}_{in}}{\rho A c_p} \quad (5.3.23)$$

ovvero, in base alla (5.3.16):

$$A \rho c_v \frac{\partial T}{\partial t} + \dot{m} c_p \frac{\partial T}{\partial x} = (1 - \alpha T) \dot{m} F + \dot{Q}_{in} \quad (5.3.24)$$

Si noti come la (5.3.23) differisca dall'analogia equazione termodinamica per fluidi incomprimibili sia per il termine αT che determina una riduzione dell'incremento di temperatura causata dalla dissipazione viscosa di potenza meccanica, sia per il termine c_v / c_p che moltiplica la derivata temporale della temperatura. Nel caso ad esempio dell'idrogeno liquido (ma anche di molti altri fluidi criogenici), essendo lo stato termodinamico di pressione e temperatura confrontabile con quelli critico, questi coefficienti non sono affatto trascurabili: $(\alpha T)_{LH\ avg} \approx 0.3$, $(c_v / c_p)_{LH\ avg} \approx 0.6$.

Procedendo in modo inverso, ricavando $\partial T / \partial x$ dalla (5.3.17) e sostituendolo nella (5.2.18) si ottiene, raccogliendo opportunamente i termini:

$$\frac{T\alpha^2 v^2}{c_p} \frac{\partial p}{\partial t} - \rho\alpha v^2 \frac{\partial T}{\partial t} + \left(1 + \frac{T\alpha^2 v^2}{c_p}\right) v \frac{\partial p}{\partial x} = -\left(1 + \frac{T\alpha^2 v^2}{c_p} \frac{1}{\alpha T}\right) \rho v F - \frac{\alpha v^2}{c_p} \frac{\dot{Q}_{in}}{A} \quad (5.3.25)$$

la quale, poiché per le proprietà dell'idrogeno liquido $(\alpha T)_{LH\ min} \approx 0.15$, può sempre essere semplificata nella:

$$\frac{T\alpha^2 v^2}{c_p} \frac{\partial p}{\partial t} - \rho\alpha v^2 \frac{\partial T}{\partial t} + v \frac{\partial p}{\partial x} = -\rho v F - \frac{\alpha v^2}{c_p} \frac{\dot{Q}_{in}}{A} \quad (5.3.26)$$

Con passaggi analoghi ai (5.3.20-22), si ottiene:

$$\frac{T\alpha^2 v^2}{c_p} \frac{\partial p}{\partial t} - \rho\alpha v^2 \frac{\partial T}{\partial t} = -\frac{c_v}{c_p} \rho \beta v^2 \frac{\partial p}{\partial t} \quad (5.3.27)$$

per cui la (5.3.26) si riduce alla seguente, che rappresenta l'analogia della (5.3.15) nel caso tempo-variante:

$$-\frac{c_v}{c_p} \rho \beta v^2 \frac{\partial p}{\partial t} + v \frac{\partial p}{\partial x} = -\rho v F - \frac{\alpha v^2}{c_p} \frac{\dot{Q}_{in}}{A} \quad (5.3.28)$$

ovvero, in base alla (5.3.16):

$$\frac{\partial p}{\partial x} - \frac{\dot{m}}{A} \frac{c_v}{c_p} \beta \frac{\partial p}{\partial t} = -\rho F - \frac{\dot{m}}{A^2} \frac{\alpha}{\rho c_p} \dot{Q}_{in} \quad (5.3.29)$$

5.4 Equazioni per lo studio della stabilità del cavo

Supponiamo che per un motivo qualsiasi (guasto, dissipazione di potenza, perdita progressiva di vuoto nello scudo termico) si verifichino ingressi termici anomali su un tratto della linea. Tali ingressi potrebbero verificarsi sia verso il circuito refrigerante del cavo (determinando direttamente un riscaldamento dell'idrogeno liquido ed indirettamente un riscaldamento del cavo superconduttivo) oppure direttamente verso il cavo superconduttivo stesso (determinando la possibilità che una porzione del cavo transisca allo stato non superconduttivo, nonché indirettamente un riscaldamento dell'idrogeno liquido). A differenza di quanto fatto in precedenza, ora non è più possibile considerare le sole equazioni dell'idrogeno liquido ma occorre considerare anche la presenza del cavo superconduttivo e lo scambio termico convettivo fra i due elementi. A causa degli ingressi termici o della possibile transizione del cavo la temperatura dell'idrogeno e del cavo possono infatti differire notevolmente, determinando quindi un fattore di scambio termico convettivo rilevante.

La regione cilindrica occupata dal cavo non è omogenea, in quanto composta da filamenti di materiale superconduttivo (con anima in materiale ferroso nel caso dell'MgB₂), filamenti di rame di stabilizzazione, e regioni interstiziali occupate da idrogeno liquido. Per semplificare la soluzione del problema si suppone che:

- La temperatura dei materiali costituenti il cavo (superconduttore SC, ferro Fe, rame Cu) sia in ogni istante uniforme sulla sezione trasversale, e si indica con T_{cbl} la tempera comune. In ogni caso, qualora fossero noti i coefficienti di scambio termico fra i vari materiali, si potrebbe impostare il problema completo in modo analogo, aggiungendo un'equazione per ogni materiale considerato.
- La temperatura dell'idrogeno liquido (sia quello presente nella sezione di flusso che quello interstiziale) sia in ogni istante uniforme sulla sezione trasversale, e si indica con T_{LH} la sua temperatura. Così facendo si trascura la presenza dello strato limite termico. Ciò è lecito perché per l'idrogeno liquido nelle condizioni considerate $Pr \approx 1.3$ (per cui lo spessore dello strato limite termico è dello stesso ordine di grandezza di quello dinamico) e inoltre per le condizioni di flusso considerate si ha $Re \approx 3 \cdot 10^5$ (regime di moto assolutamente turbolento, e quindi strato limite dinamico trascurabile).

5.4.1 Equazione monodimensionale termica del cavo superconduttivo

Con riferimento ad una porzione infinitesima dA della sezione occupata dai filamenti del cavo l'equazione di bilancio termico nella forma generale (5.2.18) risulta, essendo per i materiali metallici sicuramente applicabile l'ipotesi di incomprimibilità:

$$\rho c_p \frac{\partial T}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(k \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{d\dot{Q}_{in}}{dA} \quad (5.4.1)$$

in cui con $d\dot{Q}_{in}$ si è indicata la porzione degli ingressi termici totali che compete alla sezione infinitesima dA .

Gli ingressi termici \dot{Q}_{in} sul cavo possono essere scomposti in quattro contributi di cui $\dot{Q}_{LH\ cbl}$ rappresenta gli ingressi derivanti dallo scambio termico per convezione con l'idrogeno, $\dot{Q}_{nom\ cbl}$ gli ingressi termici nominali provenienti dall'ambiente esterno direttamente sul cavo, $\dot{Q}_{ext\ cbl}$ gli ingressi termici anomali da guasto, mentre il termine aggiuntivo $\dot{Q}_{gen\ cbl}$ rappresenta la potenza elettrica per unità di lunghezza dissipata per effetto Joule sulle porzioni di cavo in cui la temperatura supera la temperatura di transizione T_c .

Moltiplicando la (5.4.1) per dA ed integrando sulla sezione totale occupata dai fili $A_{wrs} = A_{SC} + A_{Fe} + A_{Cu}$ si ottiene:

$$\begin{aligned} (A_{SC} \rho_{SC} c_{pSC} + A_{Fe} \rho_{Fe} c_{pFe} + A_{Cu} \rho_{Cu} c_{pCu}) \frac{\partial T_{cbl}}{\partial t} = \\ = \frac{\partial}{\partial x} \left((A_{SC} k_{SC} + A_{Fe} k_{Fe} + A_{Cu} k_{Cu}) \frac{\partial T_{cbl}}{\partial x} \right) + \dot{Q}_{LH\ cbl} + \dot{Q}_{gen\ cbl} + \dot{Q}_{nom\ cbl} + \dot{Q}_{ext\ cbl} \end{aligned} \quad (5.4.2)$$

In mancanza di dati specifici sulle proprietà termiche del superconduttore, se ne trascura la presenza. Inoltre, analizzando i valori di conducibilità termica nell'intervallo di temperatura ammissibile per il cavo (sia $T = 15 - 30$ K), si ha:

$$(k_{Cu\ OFHC})_{avg} \approx 2340 \frac{W}{m\ K} \qquad (k_{Fe})_{avg} \approx 74 \frac{W}{m\ K} \qquad (5.4.3)$$

per cui, verificando che non sia $A_{Fe} \gg A_{Cu}$, è possibile trascurare la conducibilità termica del ferro rispetto a quella del rame. Si noti infatti che esiste una grande variabilità del valore del coefficiente di conducibilità termica del rame e dei metalli in generale a temperature dell'ordine dei 20 K in funzione delle impurità presenti. Ad esempio il rame puro al 99.999% ha una conducibilità termica di circa un ordine di grandezza superiore rispetto al rame OFHC puro al 99.95%. In mancanza di dati precisi sullo specifico materiale utilizzato nella produzione del cavo è quindi sicuramente possibile trascurare la presenza del ferro, rientrando nell'errore intrinseco del modello.

Con riferimento alle capacità termiche medie si ha invece:

$$(\rho_{Cu} c_{pCu})_{avg} \approx 7.2 \cdot 10^4 \frac{J}{m^3\ K} \qquad (\rho_{Fe} c_{pFe})_{avg} \approx 3.4 \cdot 10^4 \frac{J}{m^3\ K} \qquad (5.4.4)$$

per cui, supposto che sia $A_{Fe} \approx A_{Cu}$, la presenza del ferro non può essere trascurata nel termine relativo all'inerzia termica dell'equazione (5.4.2).

Per quanto riguarda gli ingressi termici si può porre rispettivamente:

- Ingressi per scambio termico convettivo con l'idrogeno fluente:

$$\dot{Q}_{LH\ cbl} = \pi D_{cbl} h \cdot (T_{LH} - T_{cbl}) \qquad (5.4.5)$$

in cui con h si è indicato un opportuno coefficiente di scambio termico convettivo fra il cavo e l'idrogeno, da valutare sperimentalmente oppure mediante formule di similitudine idraulica, e dipendente in generale dalla pressione e temperatura dell'idrogeno. Si noti che, data la complessa geometria del cavo e i molteplici contributi di scambio termico fra i vari fili e l'idrogeno fluente e permeante, il valore h è di difficile derivazione mediante formule semiempiriche e sia comunque da intendere semplicemente come un opportuno valore tale che la formula (5.4.5) fornisca il valore medio globale di scambio termico fra il cavo e l'idrogeno.

- Dissipazione di potenza elettrica per effetto Joule sui tratti transiti:

$$\dot{Q}_{gen\ cbl} = \frac{1}{A_{Cu} \sigma_{Cu} + A_{Fe} \sigma_{Fe}} I^2 U(T_{cbl} - T_c) \qquad (5.4.6)$$

in cui I [A] è la corrente totale sul cavo, A_{Cu} e A_{Fe} [m²] le sezioni totali occupate dal rame (fili di stabilizzazione del cavo) e dal ferro (matrice di supporto dei fili superconduttori), σ_{Cu} σ_{Fe} [S/m] la conducibilità elettrica del rame e del ferro (fortemente dipendenti dalla temperatura), e U la funzione a gradino di Heaviside. Se si trascura la conducibilità elettrica della matrice ferrosa dei fili di MgB₂, introducendo quindi un errore cautelativo sulla potenza dissipata, la (5.4.6) si riduce alla:

$$\dot{Q}_{gen\ cbl} = \frac{I^2}{A_{Cu} \sigma_{Cu}} U(T_{cbl} - T_c) \qquad (5.4.7)$$

- Ingressi termici nominali sul cavo:

$$\dot{Q}_{nom\ cbl} = \text{cost} \qquad (5.4.8)$$

- Ingressi termici anomali sul cavo:

$$\dot{Q}_{ext\ cbl} = \dot{Q}_{ext\ cbl}(x, t) \quad (5.4.9)$$

in cui $\dot{Q}_{ext\ cbl}(x, t)$ [W/m] è un'opportuna funzione imposta arbitrariamente per lo studio della stabilità del cavo agli ingressi termici anomali.

Con queste posizioni, l'equazione termica del cavo (5.4.2) assume la forma:

$$\begin{aligned} (A_{Fe} \rho_{Fe} c_{pFe} + A_{Cu} \rho_{Cu} c_{pCu}) \frac{\partial T_{cbl}}{\partial t} = \\ = A_{Cu} \frac{\partial}{\partial x} \left(k_{Cu} \frac{\partial T_{cbl}}{\partial x} \right) - \pi D_{cbl} h \cdot (T_{cbl} - T_{LH}) + \frac{I^2}{A_{Cu} \sigma_{Cu}} U(T_{cbl} - T_c) + \dot{Q}_{nom\ cbl} + \dot{Q}_{ext\ cbl}(x, t) \end{aligned} \quad (5.4.10)$$

5.4.2 Equazioni monodimensionali termo-idrauliche del fluido criogenico

Per lo studio termo-idraulico del fluido criogenico occorre integrare la coppia di equazioni differenziali (5.3.17, 5.3.23), nelle quali per quanto affermato al paragrafo precedente, si possono scomporre gli ingressi termici \dot{Q}_{in} in tre contributi:

- Ingressi per scambio termico convettivo con il cavo:

$$\dot{Q}_{cbl\ LH} = \pi D_{cbl} h \cdot (T_{cbl} - T_{LH}) \quad (5.4.11)$$

- Ingressi termici nominali provenienti dall'ambiente esterno attraverso lo scudo termico:

$$\dot{Q}_{nom\ LH} = \text{cost} \quad (5.4.12)$$

- Ingressi termici anomali verso l'idrogeno liquido:

$$\dot{Q}_{ext\ LH} = \dot{Q}_{ext\ LH}(x, t) \quad (5.4.13)$$

D'altra parte, se il tratto di linea considerato per lo studio della stabilità all'ingresso termico anomalo non è eccessivamente lungo, è possibile trascurare l'effetto delle perdite distribuite di potenza meccanica e considerare la pressione uniforme sulla lunghezza del tratto considerato. Così facendo, la (5.3.17) perde di significato e si riduce alla:

$$p = p_0 = \text{cost} \quad (5.4.14)$$

mentre la (5.3.24) risulta:

$$A_{LH} \rho_{LH} c_{vLH} \frac{\partial T}{\partial t} = -\dot{m}_{LH} c_{pLH} \frac{\partial T_{LH}}{\partial x} + \pi D_{cbl} h \cdot (T_{cbl} - T_{LH}) + \dot{Q}_{nom\ LH} + \dot{Q}_{ext\ LH}(x) \quad (5.4.15)$$

È da notare che con queste posizioni, le equazioni (5.4.14, 5.4.15) rappresentano le equazioni termo-idrauliche scritte per un fluido ideale incomprimibile non viscoso.

5.5 Risultati di calcolo

Le equazioni (5.4.10, 5.4.15) sono state implementate in un codice di calcolo tempo-variante per lo studio della stabilità della linea. Il codice tiene conto delle proprietà variabili dei materiali. Di seguito sono mostrati i diagrammi delle proprietà dei materiali tracciati con le stesse funzioni utilizzate nelle simulazioni.

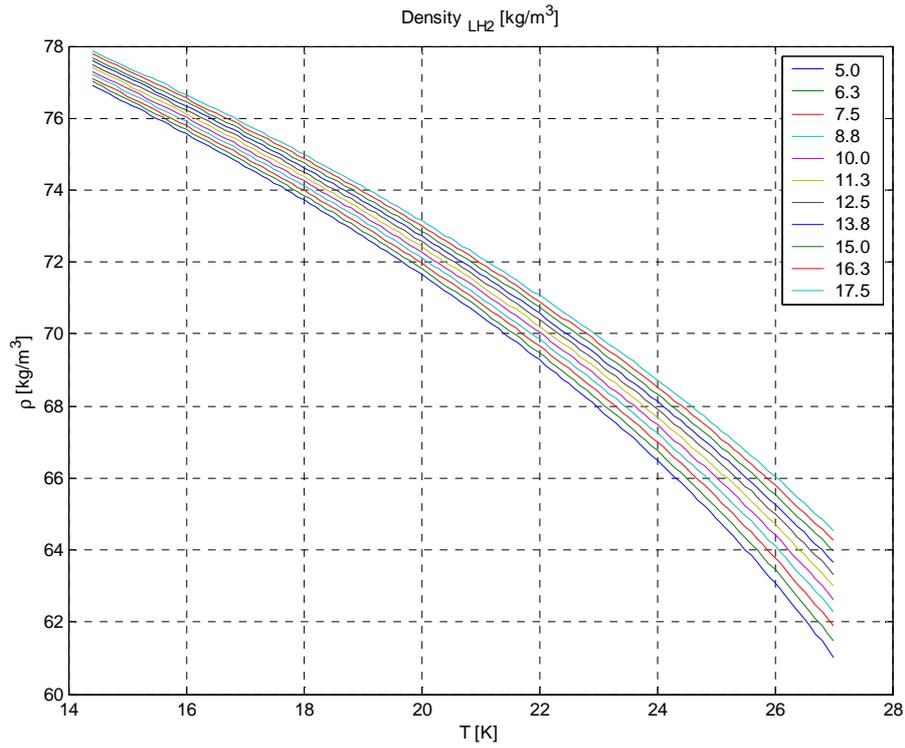


Figura 5.5.1 – Densità dell'LH₂.

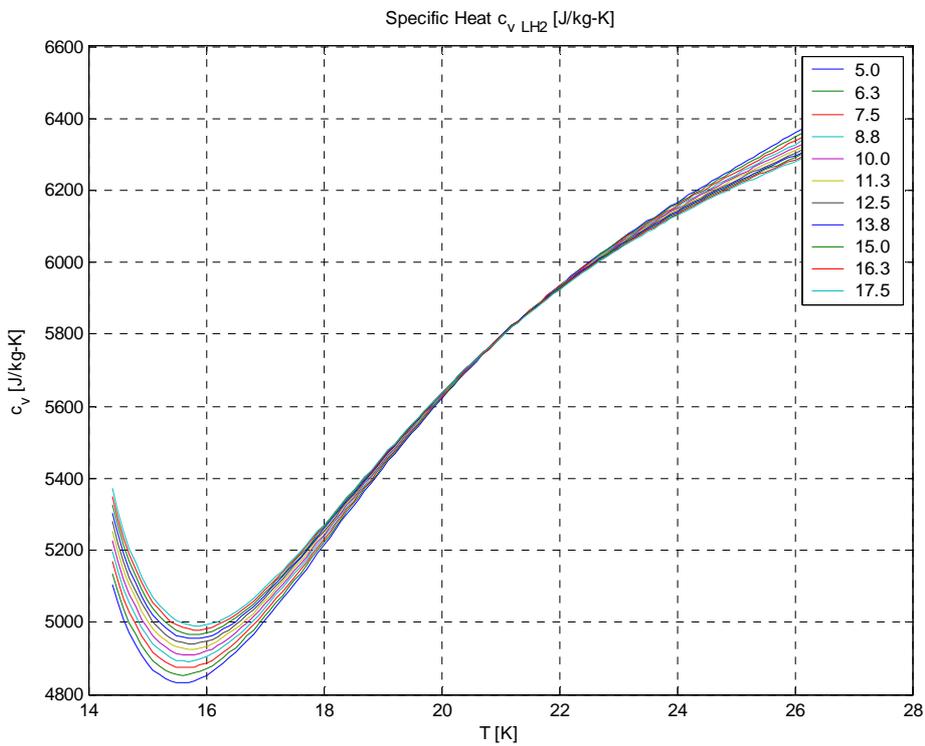


Figura 5.5.2 – c_p dell'LH₂.

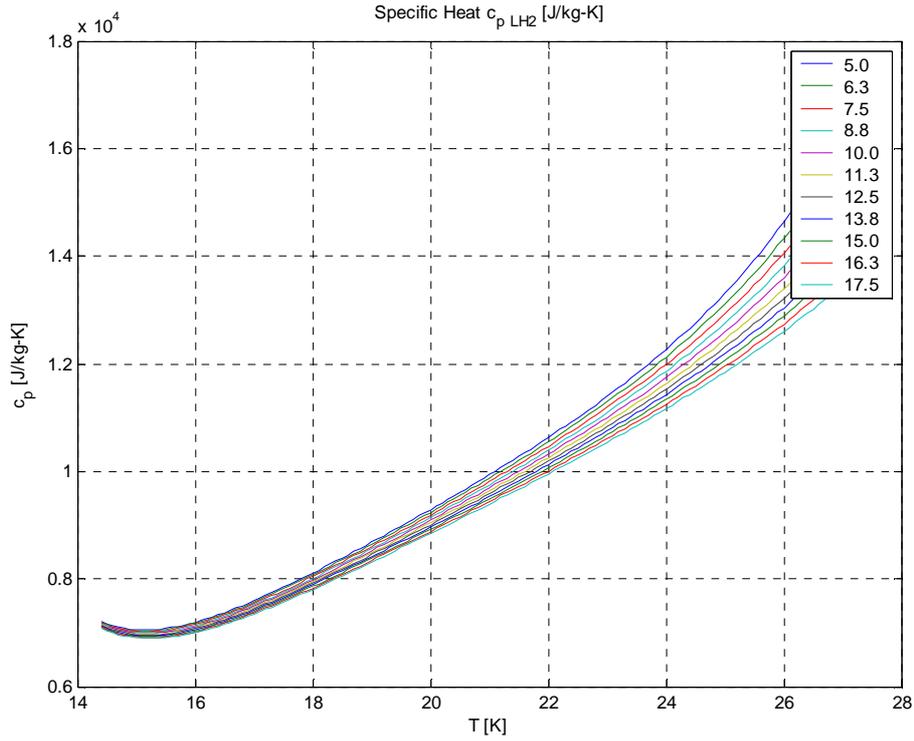


Figura 5.5.3 – c_p dell' LH_2 .

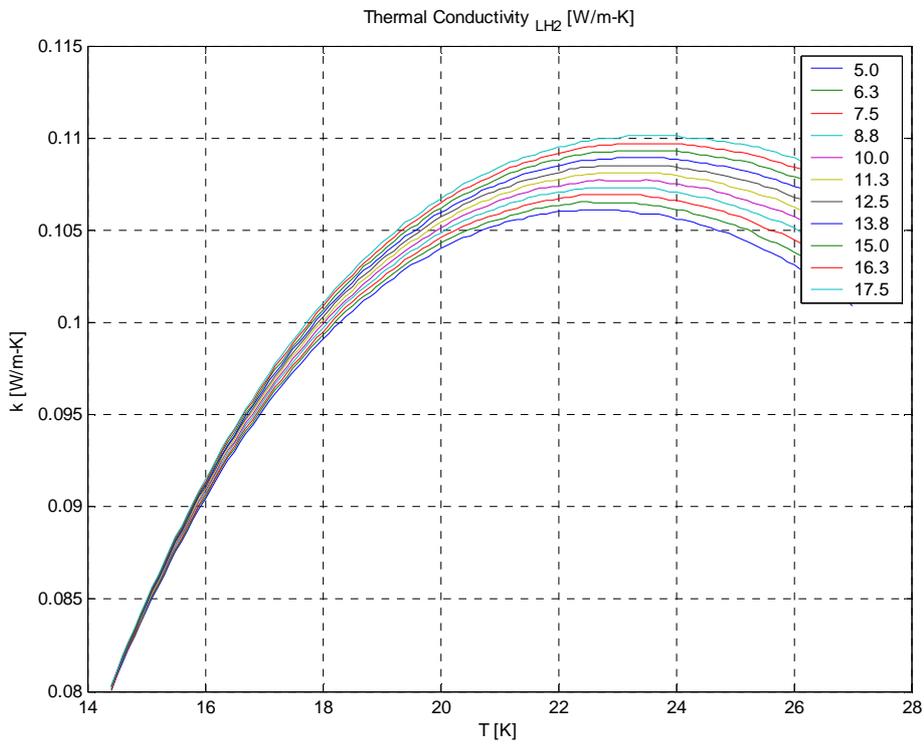


Figura 5.5.4 – Conducibilità termica dell' LH_2 .

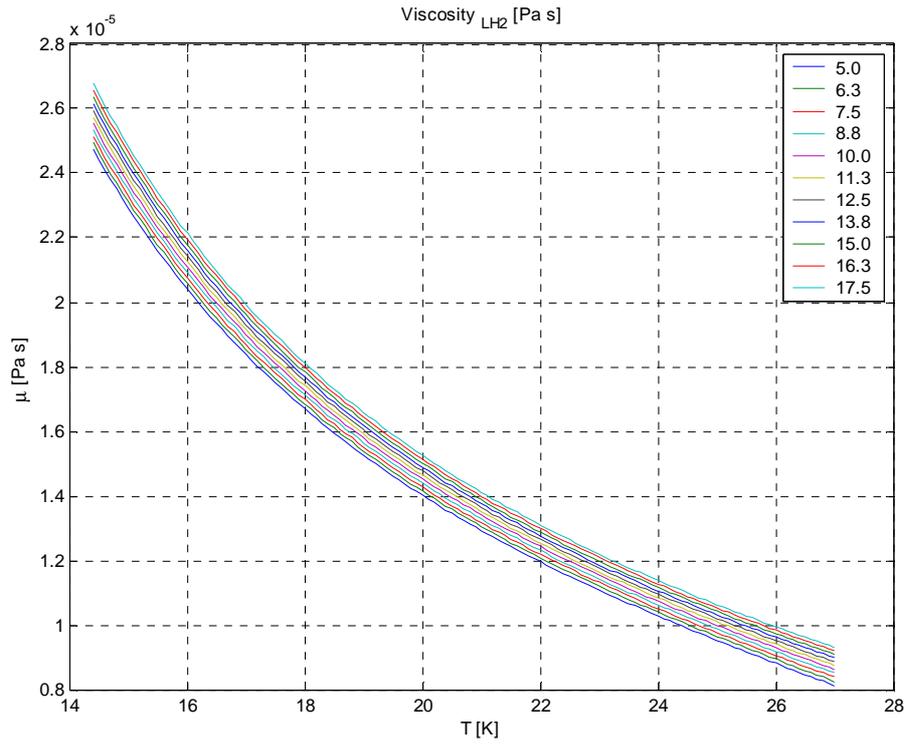


Figura 5.5.5 – Viscosità dell'LH₂.

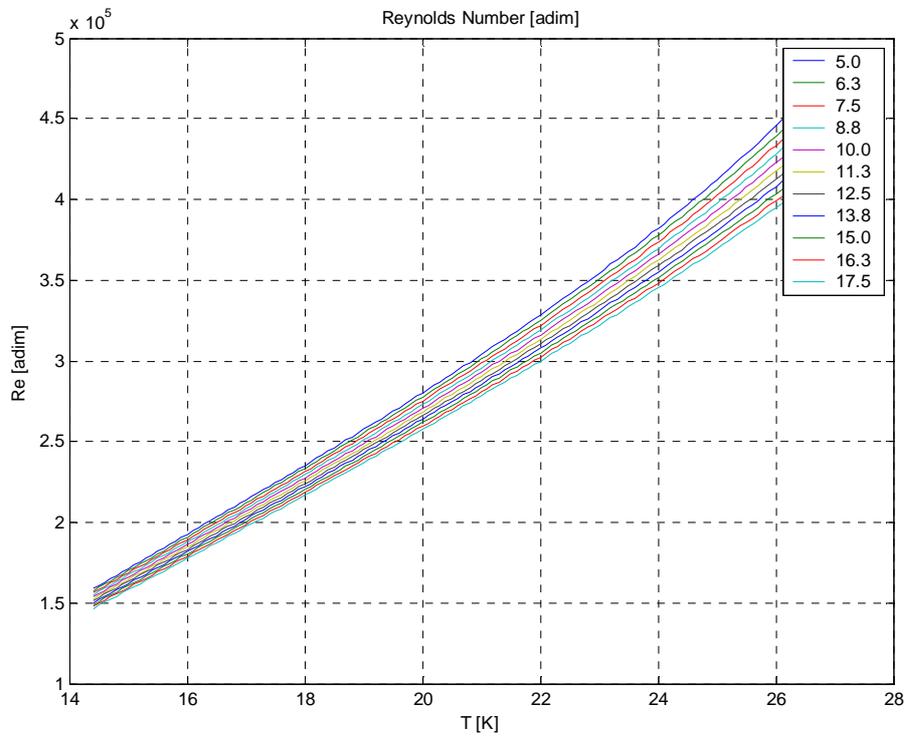


Figura 5.5.6 – Numero di Reynolds.

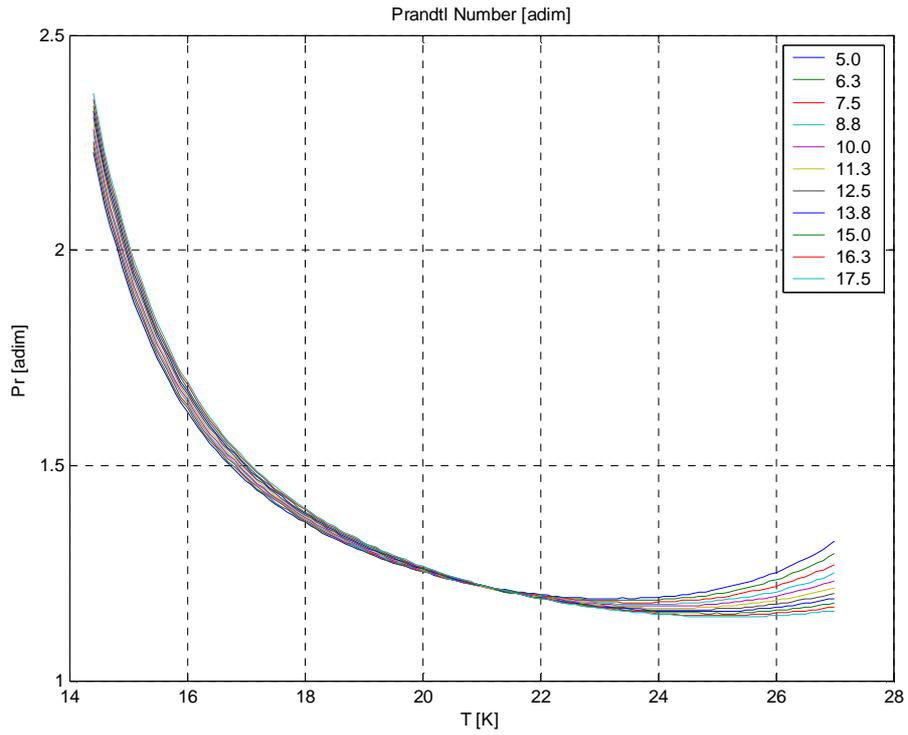


Figura 5.5.7 –Numero di Prandtl.

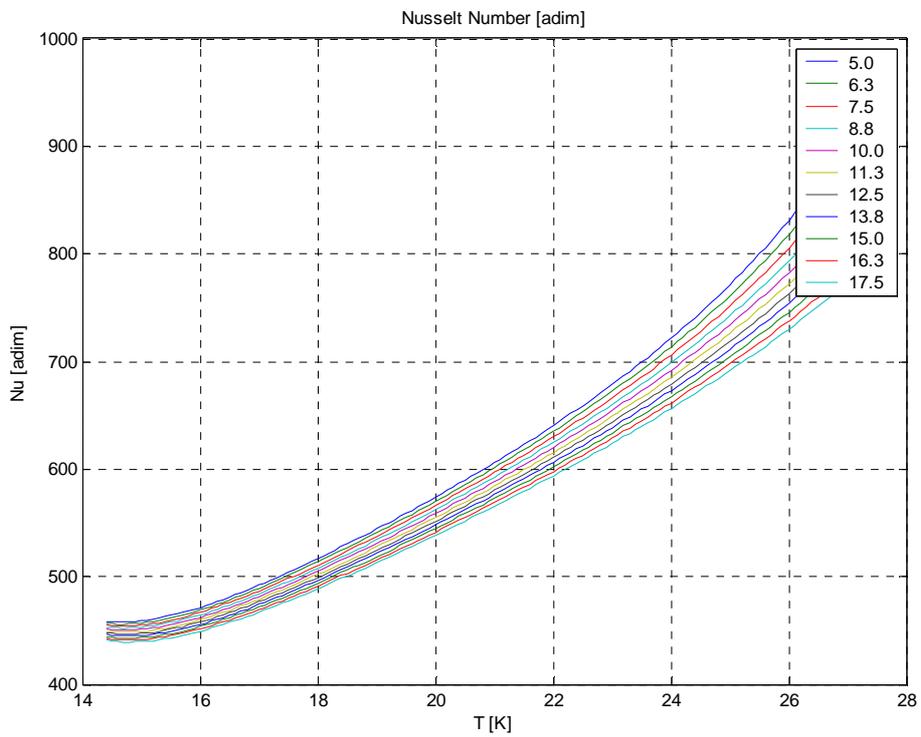


Figura 5.5.8 –Numero di Nusselt.

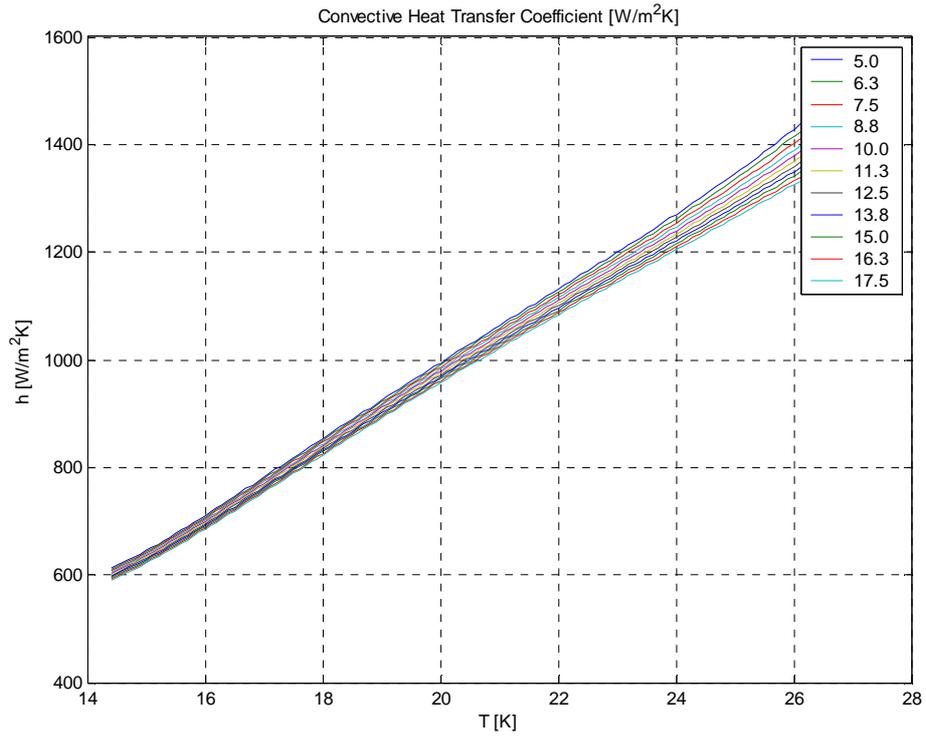


Figura 5.5.9 – Coeff. di scambio termico convettivo.

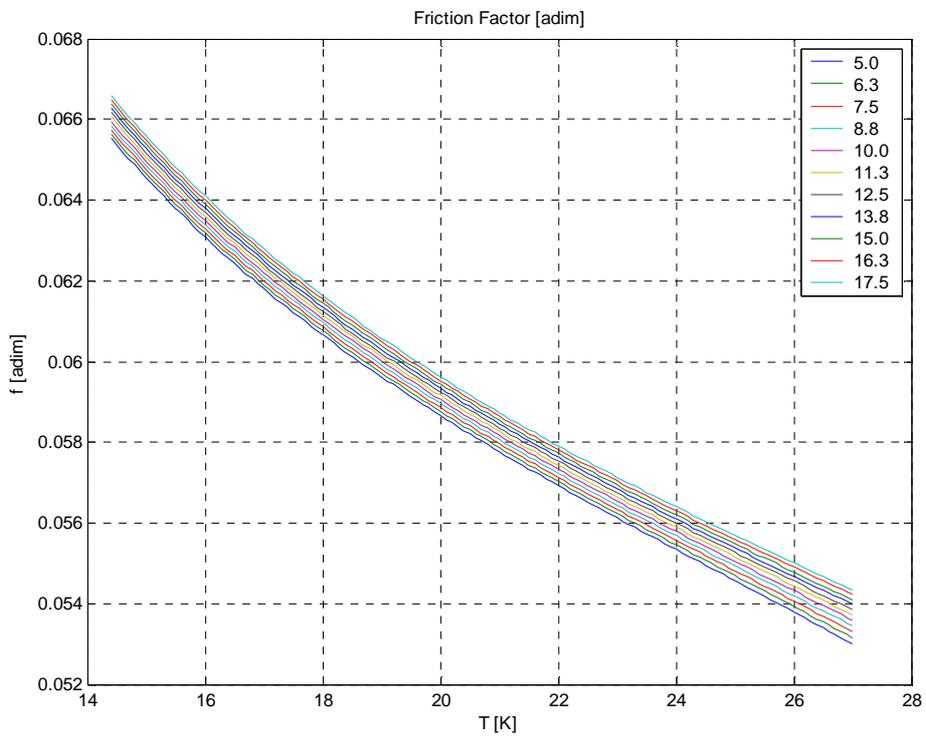


Figura 5.5.10 – Fattore d'attrito.

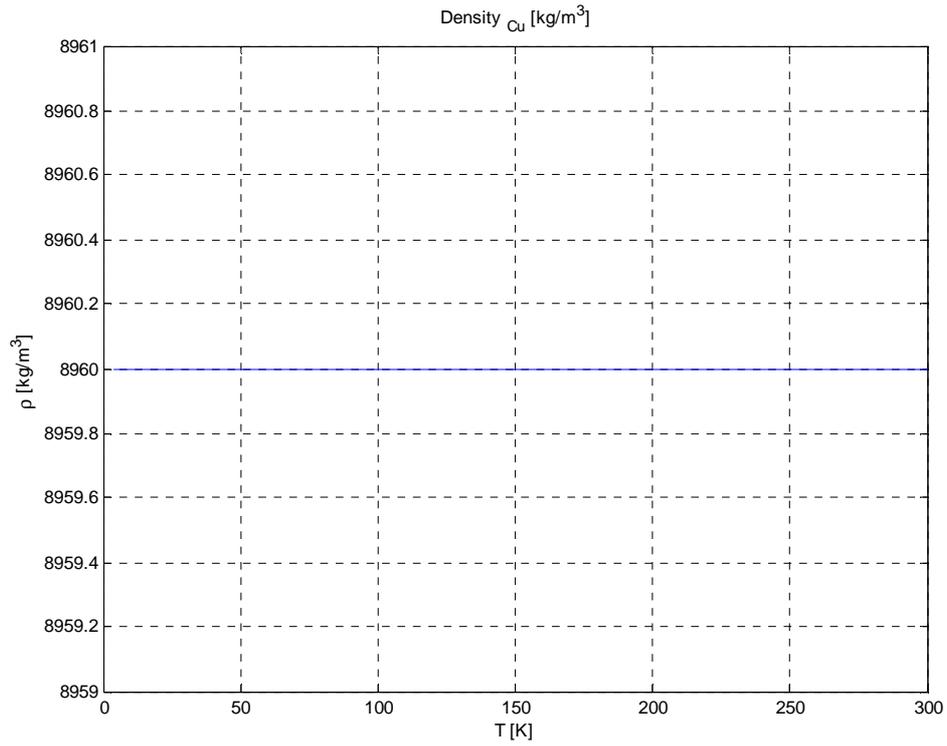


Figura 5.5.11 – Densità del rame.

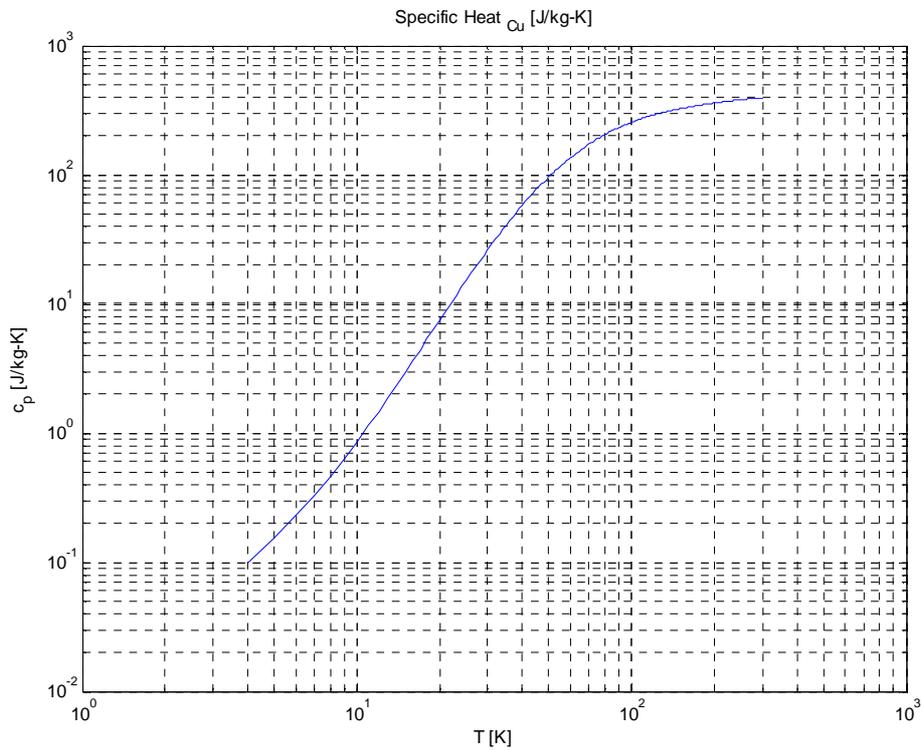


Figura 5.5.12 – Calore specifico del rame.

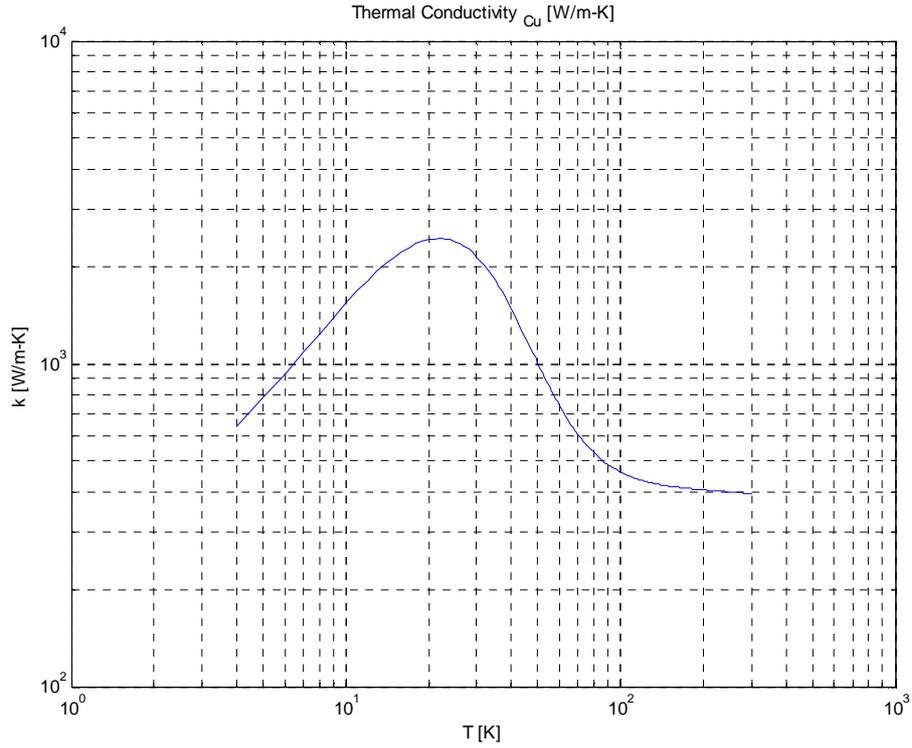


Figura 5.5.13 – Conducibilità termica del rame.

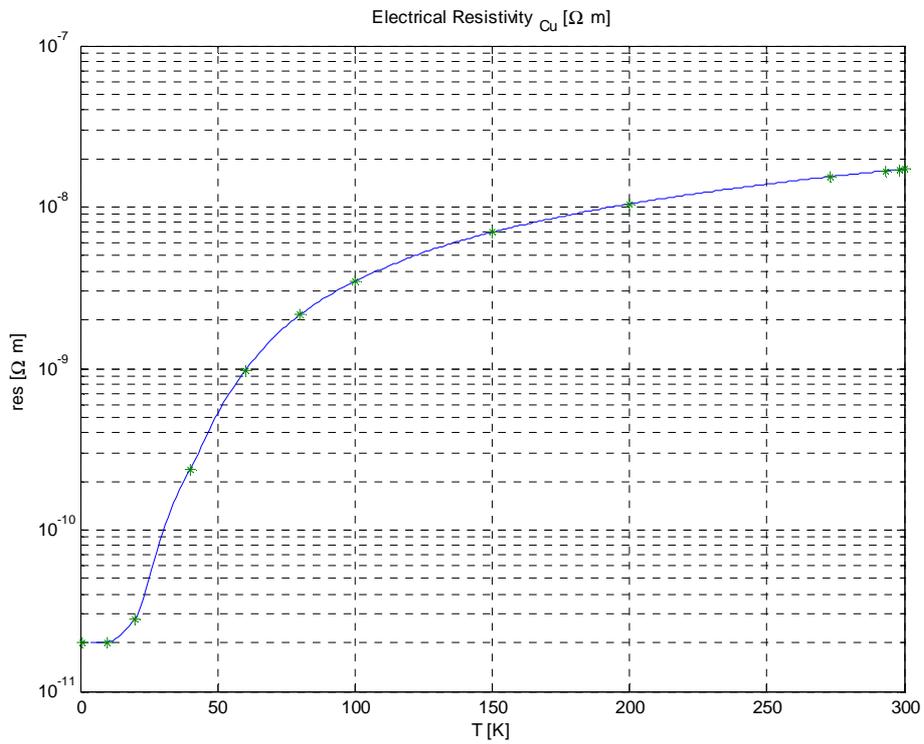


Figura 5.5.14 – Resistività elettrica del rame.

5.5.1 Studio della stabilità del cavo ad ingressi termici anomali costanti

In questa analisi si sono trascurati tutti gli ingressi termici verso idrogeno e cavo tranne uno costante verso il cavo agente su una lunghezza arbitraria fissata a 6 cm (pari a circa 4 volte il diametro del cavo stesso). Avendo determinato il dimensionamento della sezione superconduttiva un numero di fili $N_{SC} = 27$, si è provveduto a studiare il comportamento del cavo nel caso di diversi valori assegnati ad N_{Cu} (numero di fili in rame). Di seguito sono riportati i casi di $N_{Cu} = 6$ e $N_{Cu} = 9$ perché ritenuti significativi nel rappresentare il comportamento di stabilità del cavo agli ingressi termici.

Nel caso di $N_{Cu} = 6$, il cavo non transisce in nessuna sezione fino ad un ingresso termico limite di 567 W/m, situazione mostrata in Fig. 5.5.15 e 5.5.16. D'altra parte un'entrata termica appena superiore, pari a 568 W/m, determina la transizione irreversibile del cavo, come mostrato in Fig. 5.5.17 e 5.5.18. Per effetto della resistività del rame crescente con la temperatura la sezione transita si scalda progressivamente. È da notare che nel passaggio da 30 a 60 K trascorre un tempo molto breve, circa 6 decimi di secondo, insufficiente per poter pensare ad una strategia di intervento in caso di guasto.

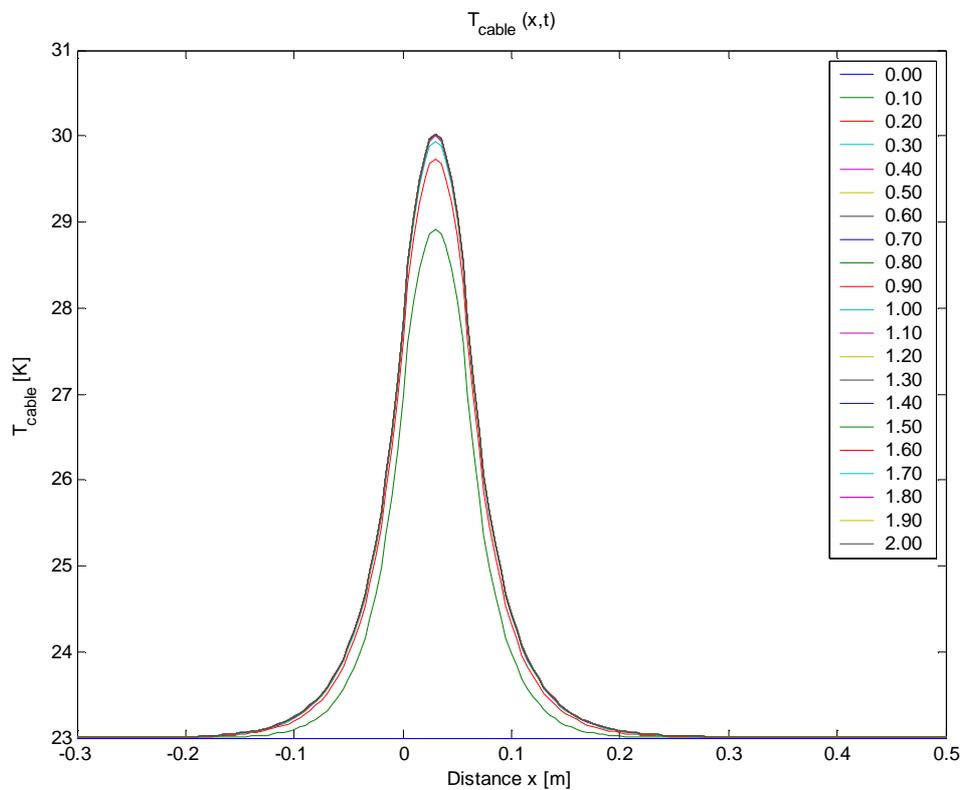


Figura 5.5.15 – Temperatura del cavo; $N_{Cu} = 6$, ingresso termico costante di 567 W/m.

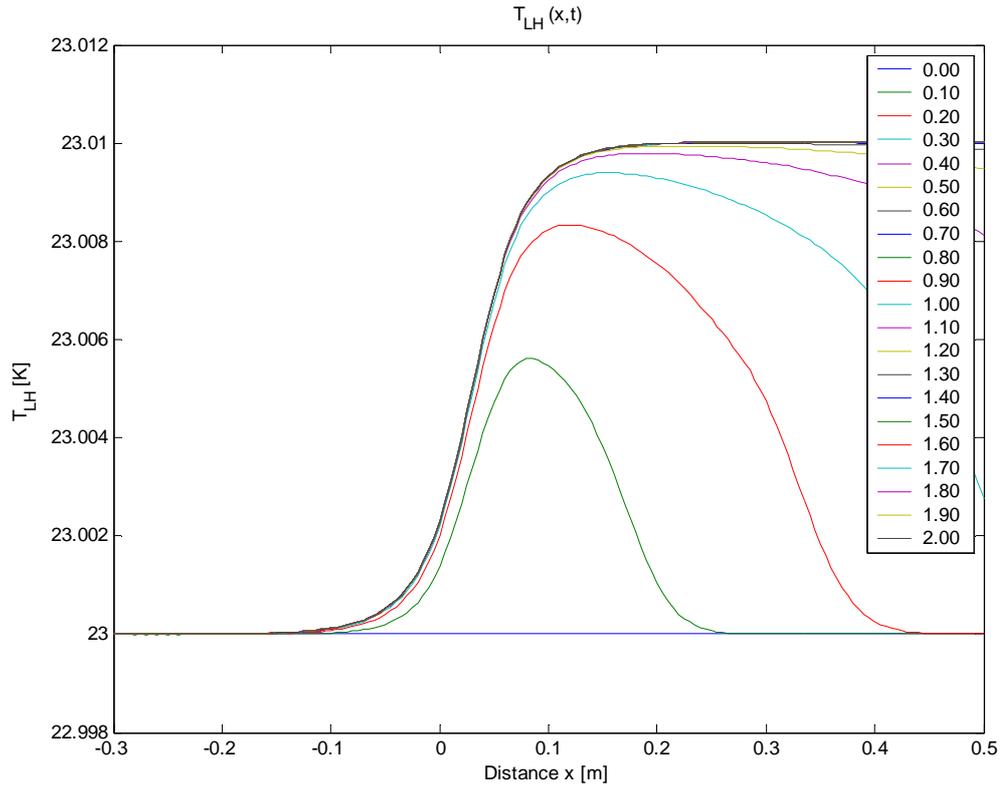


Figura 5.5.16 – Temperatura dell'idrogeno liquido; $N_{Cu} = 6$, ingresso termico costante di 567 W/m.

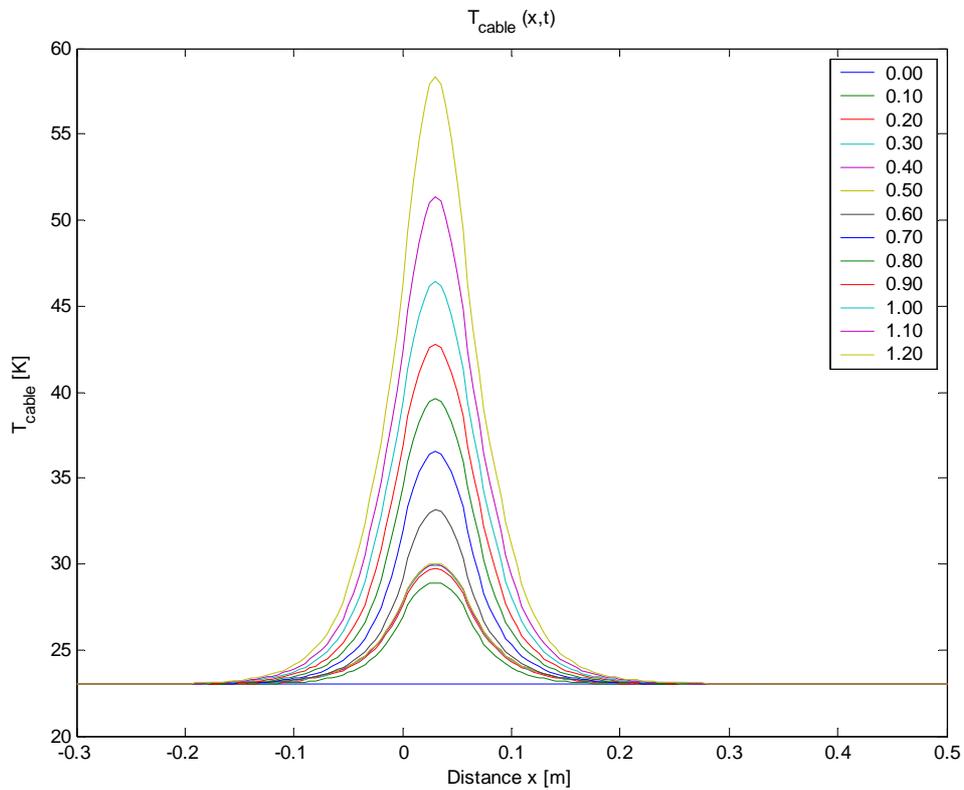


Figura 5.5.17 – Temperatura del cavo; $N_{Cu} = 6$, ingresso termico costante di 568 W/m.

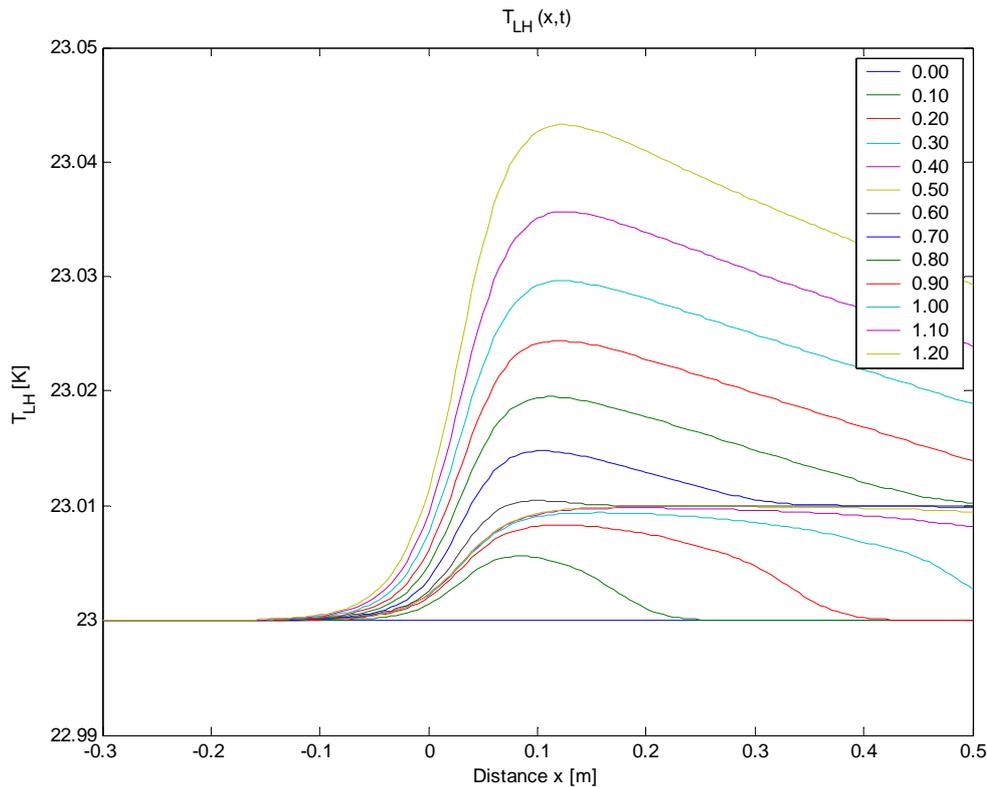


Figura 5.5.18 – Temperatura dell'idrogeno liquido; $N_{Cu} = 6$, ingresso termico costante di 568 W/m.

Nel caso di $N_{Cu} = 9$, il cavo non transisce in nessuna sezione fino ad un ingresso termico limite di 667 W/m, situazione mostrata in Fig. 5.5.19 e 5.5.20. Inoltre, un incremento dell'ingresso termico a 668 W/m determina una transizione del cavo non irreversibile, nel senso che il cavo raggiunge una nuova condizione di equilibrio in cui un tratto risulta in transizione mentre la temperatura massima sul cavo si stabilizza attorno ai 36 K. Ciò avviene sia perché la potenza dissipata per effetto Joule nel tratto in transizione è minore, sia perché la capacità della sezione di rame di asportare calore per conduzione dalla zona calda cresce proporzionalmente al numero di fili. La situazione di equilibrio con un tratto del cavo transito è mostrata nelle Fig. 5.5.21 e 5.5.22.

Nelle situazioni in cui una parte del cavo è allo stato non superconduttivo, si determina una tensione ai capi del tratto transito. I diagrammi di Fig. 5.5.21 e 5.5.22 rappresentano in scala logaritmica l'andamento della tensione ai capi del tratto transito in funzione del tempo, rispettivamente nel caso di $N_{Cu} = 6$ e $Q_{in} = 568$ W/m oppure $N_{Cu} = 9$ e $Q_{in} = 668$ W/m. Nel primo caso, la tensione cresce progressivamente, arrivando a 25 mV dopo circa 6 decimi di secondo dall'inizio della transizione, quando la temperatura massimo del cavo è già di circa 60 K. Nel caso invece di $N_{Cu} = 9$ la tensione si stabilizza attorno ai 4 mV dopo circa 1.5 secondi dall'inizio della transizione.

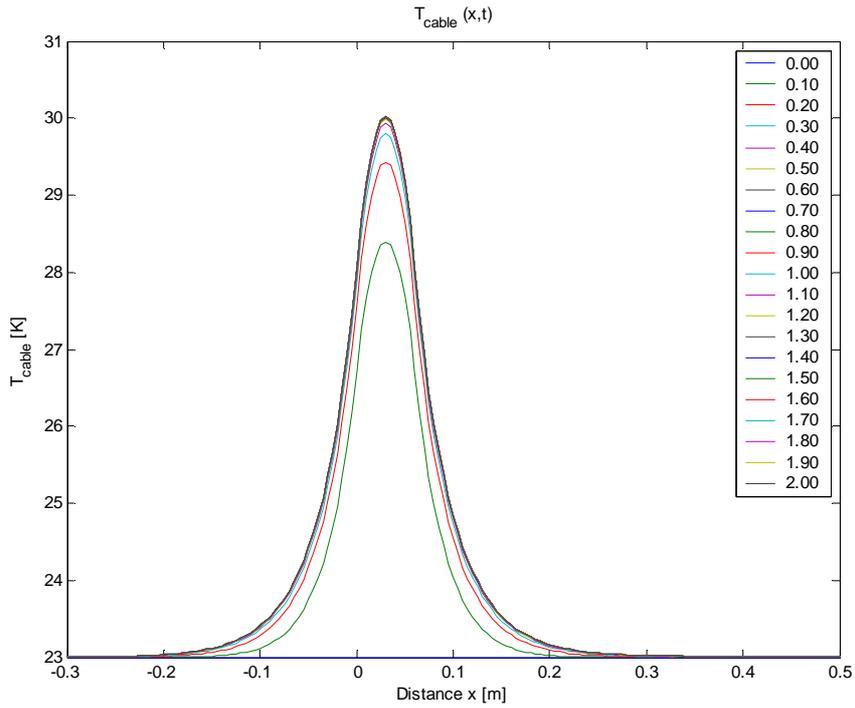


Figura 5.5.19 – Temperatura del cavo; $N_{Cu} = 9$, ingresso termico costante di 667 W/m.

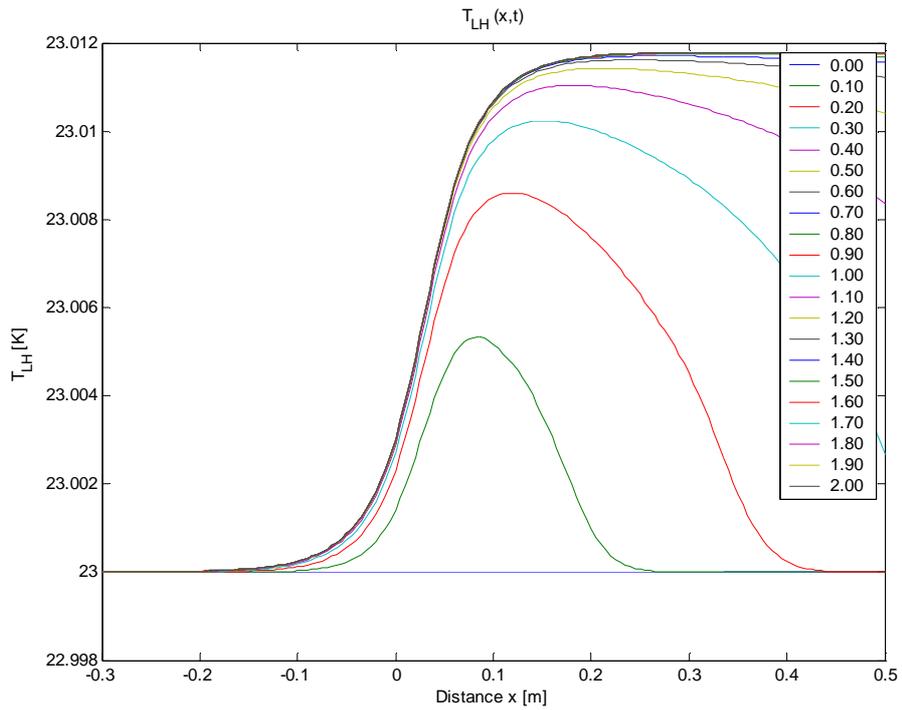


Figura 5.5.20 – Temperatura dell'idrogeno liquido; $N_{Cu} = 9$, ingresso termico costante di 667 W/m.

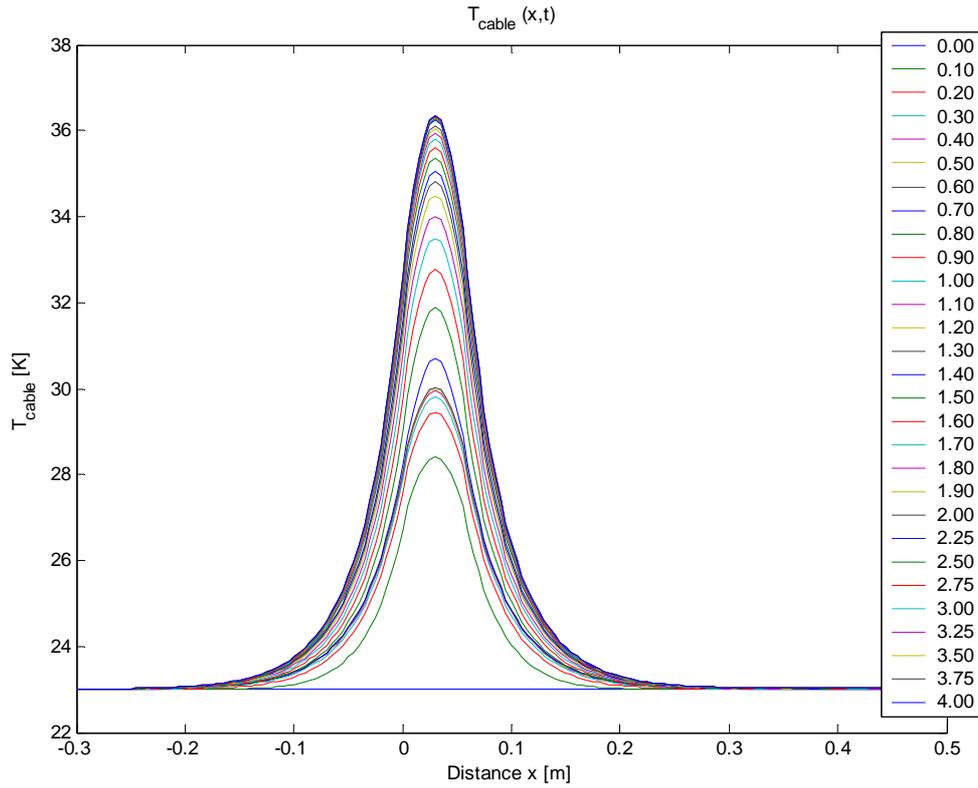


Figura 5.5.19 – Temperatura del cavo; $N_{Cu} = 9$, ingresso termico costante di 668 W/m.

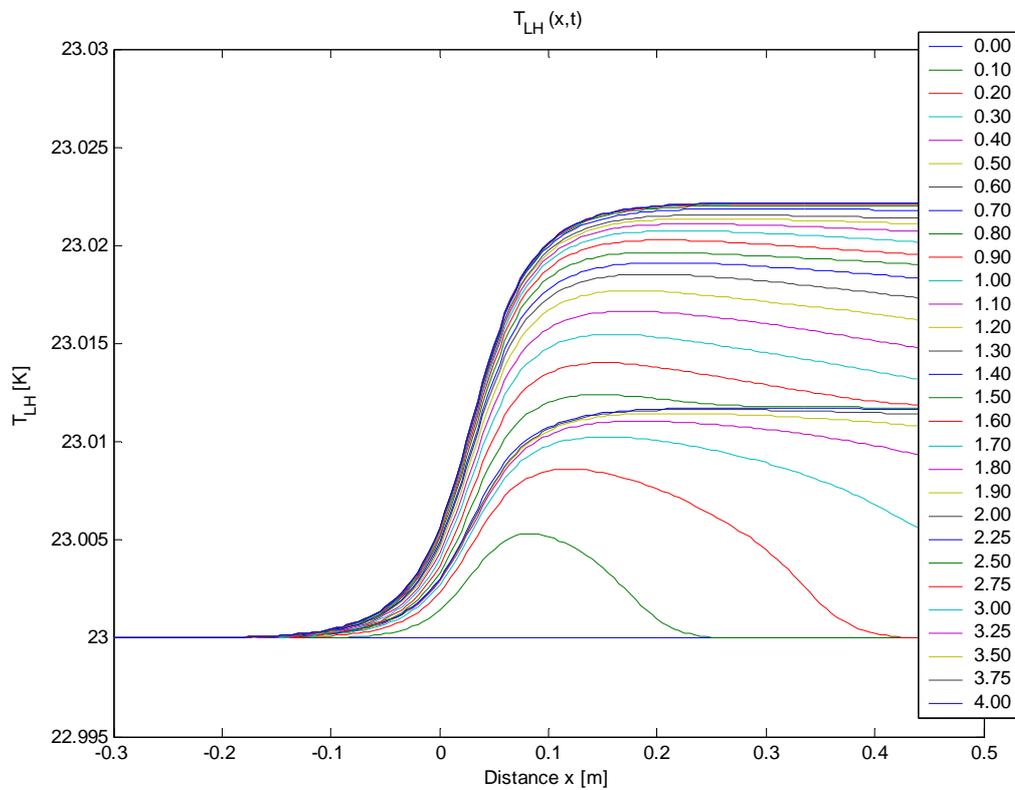


Figura 5.5.20 – Temperatura dell'idrogeno liquido; $N_{Cu} = 9$, ingresso termico costante di 668 W/m.

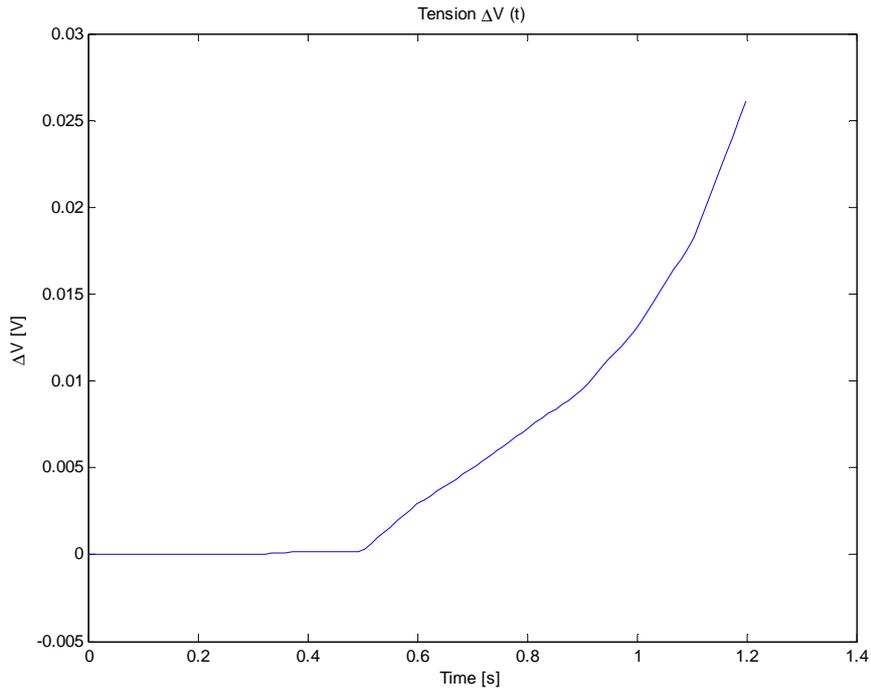


Figura 5.5.21 – Andamento della tensione nel tempo;
 $N_{Cu} = 6$, ingresso termico costante di 568 W/m.

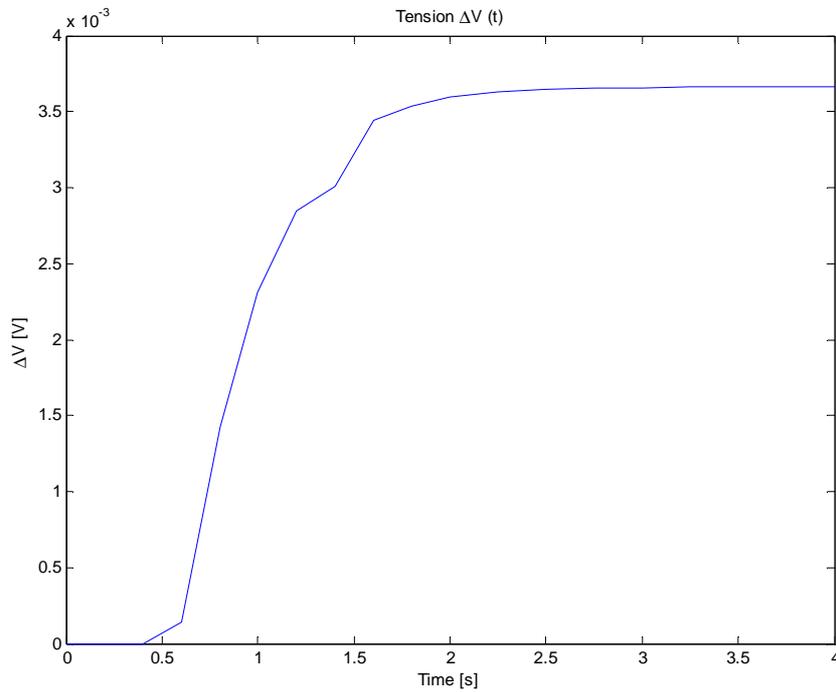


Figura 5.5.21 – Andamento della tensione nel tempo;
 $N_{Cu} = 9$, ingresso termico costante di 668 W/m.

6. SCENARI APPLICATIVI

Lo sfruttamento intensivo delle risorse energetiche rinnovabili, in particolare quella solare e eolica, viene individuato dalla comunità scientifica e politica come uno dei principali mezzi per la riduzione dei consumi dei combustibili fossili, e quindi dell'immissione in atmosfera di CO₂. Già oggi l'energia eolica ha raggiunto uno sviluppo tecnologico tale da renderla competitiva con alcune fonti energetiche convenzionali, e la potenza installata è destinata ad aumentare considerevolmente nei prossimi anni, soprattutto in Europa [R. Swisher, et al., Strong winds on the horizon: wind power comes of age, IEE Proc., vol. 89 (12), pp. 1757-1764, 2003]. La caratteristica peculiare delle fonti energetiche rinnovabili è l'ampia variabilità e la scarsa prevedibilità nel tempo della potenza disponibile. Tali variazioni sono legate alle condizioni meteorologiche e non sono correlate alle variazioni della potenza elettrica richiesta dagli utenti. Ciò può determinare difficoltà nel mantenimento della stabilità di rete, il degrado della qualità dell'energia elettrica erogata, e di fatto limita il grado di penetrazione delle fonti rinnovabili nel sistema energetico in sostituzione alle fonti tradizionali [W. Leonhard, M. Grobe, Sustainable electrical energy supply with wind, biomass and pumped hydro storage - a realistic long-term strategy utopia, General Meeting of the IEEE Power Eng. Soc., Denver (Co), June 2004]. Affinché si possa pensare ad un futuro in cui una porzione rilevante di energia sia prodotta da fonti rinnovabili è necessario progettare nuovi sistemi di accumulo e riconversione dell'energia, in modo da svincolare la potenza immessa in rete dalla disponibilità istantanea. Non è possibile infatti utilizzare le centrali termoelettriche per compensare le variazioni di potenza rinnovabile: a causa del minor rendimento degli impianti in regime regolato si avrebbe paradossalmente un aumento dei consumi di combustibile [W. Leonhard, K. Müller, Balancing fluctuating wind energy with fossil power stations - where are the limits?, Electra n. 204, Oct. pp. 12-18, 2002].

L'irraggiamento solare è una fonte inesauribile e abbondante di energia, soprattutto nelle aree a bassa latitudine. Lo sfruttamento della risorsa solare ha le potenzialità per far fronte da sola alle richieste energetiche globali presenti e future: supponendo di coprire le aree desertiche del pianeta con impianti solari aventi un rendimento del 14% e un fattore di utilizzo del territorio del 50% si potrebbe generare una potenza elettrica pari a 16 volte le richieste mondiali di energia primaria nel 2002 [K. Kurokawa (ed.), Energy from the Desert, Feasibility of Very Large Photovoltaic Power Generation Systems, Photovoltaic Power Systems Executive Committee of the I.E.A., ISBN 1 902916417, p. 68, 2003]. Tuttavia la scarsa densità energetica disponibile per unità di superficie determina la necessità di disporre di vaste estensioni per la realizzazione di impianti di potenza considerevole. Attualmente il più grande complesso solare termico ha una potenza elettrica complessiva di 354 MW (Solar Electric Generating Systems, California, 9 unità ultimate nel 1991), mentre il più grande impianto fotovoltaico ha una potenza di 10 MW (Bavarian Solarpark attivo dal 2004). Le zone aride del pianeta e in particolare quelle rocciose sono luoghi ideali per la costruzione di impianti solari, sia per gli elevati livelli di insolazione, sia per la bassa densità abitativa e il basso fattore di utilizzo del terreno. La realizzazione di impianti solari nei paesi che rientrano nelle aree desertiche (per la maggior parte in via di sviluppo) può avere positive ripercussioni a livello economico e sociale. D'altra parte queste aree sono tipicamente lontane dai luoghi a maggior richiesta energetica, per cui è necessario un sistema di trasmissione efficiente per il trasporto dell'energia verso i luoghi di utilizzo.

Nell'ottica di una transizione di qui al 2030-2050 verso un sistema energetico sostenibile che si basi prevalentemente sullo sfruttamento di fonti rinnovabili, esistono quindi due problemi tecnici da risolvere: da un lato l'accumulo energetico per la regolazione della potenza erogata, e dall'altro il trasferimento di grandi quantità di energia dai luoghi di produzione a quelli di utilizzo con basse perdite.

▪ *Il vettore idrogeno*

Uno dei più promettenti mezzi di accumulo di energia in forma chimica è la produzione di idrogeno per elettrolisi dell'acqua. In questo modo, l'idrogeno può assolvere al duplice scopo di sistema di accumulo per la regolazione della potenza erogata, e di vettore energetico in sostituzione dei combustibili fossili. Spesso l'idrogeno è visto come un elemento pericoloso e difficile da maneggiare, ma è utile ricordare come in Italia, per più di 70 anni, si è distribuito nelle città il cosiddetto "gas di città", costituito da una miscela di idrogeno gassoso (GH₂) e monossido di carbonio al 50%, dove l'elemento di maggiore pericolosità era il monossido di carbonio. Ancora oggi metropoli come Pechino sono servite da reti di distribuzione di questo tipo di gas. Idrogenodotti di dimensioni significative sono attualmente presenti in diverse nazioni, per un totale di oltre 1500 km in Europa e 700 km nel Nord America. La produzione e l'utilizzo di idrogeno su vasta scala è già oggi una realtà: negli USA l'industria chimica produce circa 9 Mton/anno di GH₂, sufficiente ad alimentare da 20 a 30 milioni di automobili, oppure da 5 a 8 milioni di abitazioni.

L'idrogeno può facilmente sostituire i combustibili tradizionali, con maggiore efficienza e impatto ambientale trascurabile nel luogo di utilizzo, e rappresenta un componente chiave per un sistema energetico sostenibile. Il suo principale prodotto di combustione è il vapore acqueo, realizzando quindi un ciclo energetico ad emissioni nulle nel caso in cui sia prodotto per elettrolisi utilizzando fonti energetiche rinnovabili. L'idrogeno ha il Potere Calorifico Superiore più elevato fra i combustibili (141.9 MJ/kg), ma è anche caratterizzato da bassa densità cui corrisponde un valore ridotto del potere calorifico riferito all'unità normale di volume (circa il 25 % di quello del gas naturale). Per l'accumulo può essere compresso (14.5 kg/m³ a 20 Mpa) o liquefatto (70.8 kg/m³ a 20 K). Ad esempio, per accumulare 6 GWh sotto forma di GH₂, occorrerebbero 24000 bombole standard a 20 MPa con un volume occupato totale di circa 36000 m³. La stessa quantità di LH₂ occupa 2100 m³ e può essere stoccata in un singolo serbatoio criogenico [M. Altmann et al., Potential for Hydrogen as a Fuel for Transport in the Long Term (2020 - 2030) - Full Background Report. Institute for Prospective Technological Studies, European Commission Joint Research Centre, EUR 21090 EN, 2004]. L'accumulo in forma liquida sembra quindi la tecnologia più adeguata quando occorre accumulare l'energia prodotta da impianti di potenza rilevante. Inoltre, a causa della maggiore densità, il costo totale di stoccaggio e trasporto verso le stazioni di distribuzione agli utenti finali può risultare inferiore per l'LH₂ che per il GH₂.

Nel seguito sono studiati i seguenti scenari di applicabilità del sistema proposto

- DC Link attraverso lo stretto di Gibilterra. I cavi superconduttori sono in grado di trasportare valori di corrente notevolmente superiori rispetto ai cavi tradizionali (nei quali è limitata per problemi di surriscaldamento). Inoltre, negli ultimi anni, data la disponibilità di convertitori statici di grande potenza, è aumentato l'interesse verso i cavi superconduttori per la trasmissione in DC per l'interconnessione fra reti. Lo scenario considerato prevede la realizzazione di un link fra la rete europea e quella nord-africana di potenza limitata (100 MW) per il trasporto di energia elettrica e idrogeno attraverso lo stretto di Gibilterra. L'impianto è progettato in modo da poter essere facilmente esteso in potenza fino a 12 GW.
- Linea di trasmissione dalla Diga delle Tre Gole. Le soluzioni DC oggi adottabili per il trasporto di energia elettrica prodotta da impianti posti in zone remote sono la linea in corrente continua a bassa (LVDC) o alta tensione (HVDC). Infatti, il recente sviluppo dei dispositivi statici per la conversione dell'energia elettrica ha risolto molte delle difficoltà che in passato ne limitavano l'utilizzo. Il trasporto su linea in DC presenta principalmente i vantaggi di minori perdite su lunghe distanze (specie per i cavi sottomarini) e controllabilità assoluta della potenza attiva e reattiva erogata in rete. Nello scenario considerato si valuta la convenienza di una linea di trasporto per i 18 GW che avrà a regime l'impianto idroelettrico delle Tre Gole in Cina.

- Energia Solare dal Deserto. In tale scenario la linea in DC presenta numerosi vantaggi e consente la massima flessibilità di connessione di varie fonti rinnovabili, e di impianti di conversione dell'idrogeno. Infatti, i pannelli fotovoltaici sono sorgenti in DC, e che una soluzione largamente adottata per il controllo dei generatori eolici prevede per ciascun gruppo generatore l'impiego di un raddrizzatore e un inverter controllati in modo da rendere la velocità di rotazione della turbina indipendente dalla frequenza di rete. Infine gli impianti di produzione dell'idrogeno e di riconversione elettrica (di tipo fuel-cell) funzionano fondamentalmente in DC. Nello scenario considerato si valuta la convenienza di una linea di trasporto di energia elettrica ed idrogeno liquido dal deserto dei Gobi in Cina.

6.1 DC Link attraverso lo stretto di Gibilterra

Viene qui considerata la realizzazione di un impianto pilota di potenza limitata (100 MW) per il trasporto di energia elettrica e idrogeno attraverso lo stretto di Gibilterra. L'impianto è progettato in modo da poter essere facilmente esteso in potenza fino a 12 GW, in modo da poter essere utilizzato in futuro quale collegamento di grande potenza fra la rete europea e quella nord-africana. Il progetto ha lo scopo di mostrare la fattibilità della linea in uno dei possibili scenari applicativi, in un luogo scelto perché particolarmente favorevole al sistema proposto in base alle seguenti caratteristiche:

- a) lunghezza limitata del tratto;
- b) prevedibile scalabilità a potenze molto elevate;
- c) aumento dell'interconnessione della rete (garantendo la stabilità della rete europea a prescindere da quella nord-africana e viceversa);
- d) grande disponibilità energetica da fonte rinnovabile.

La presenza del tratto sottomarino a notevole profondità, determina problematiche peculiari nel progetto della linea che è utile evidenziare. In figura 6.1.1 è mostrata la mappa batimetrica del luogo. Lo stretto di Gibilterra è caratterizzato da una zona di minimo attraversamento (Tarifa Narrows) con lunghezza di circa 14 km e profondità fino a 800 m, e da una zona di minima profondità (Camarinal Sill) con lunghezza di circa 27 km e profondità massima di 300 m. Per il progetto della linea sono stati scelti i due possibili tracciati mostrati in figura 6.1.1.

Il progetto della linea ha seguito le seguenti specifiche:

- a) corrente nominale: 12 kA;
- b) tensione nominale: da ± 4 kV in fase di impianto pilota (96 MW_e) a ± 500 kV in caso di estensione alla potenza elettrica massima di 12 GW_e.
- c) possibilità di trasportare una portata in massa di LH2 variabile fra 0 e 0.7 kg/s (pari a circa 100 MW_{PCS}).
- d) flessibilità del singolo cavo con raggio di avvolgimento minimo di 1 m, per agevolare il trasporto e la posa.

Fra le varie tipologie costruttive della linea superconduttiva, è stata scelta la configurazione bipolare a dielettrico caldo. Tale scelta, a fronte di maggiori ingressi termici per la presenza di due criostati distinti, oltre ai vantaggi di funzionamento del dielettrico determina la presenza di due condotti criogenici utilizzabili separatamente in mandata e in ritorno. In questo modo si svincola la portata minima di LH2 necessaria alla refrigerazione continua della linea (portata di ricircolo) dalla portata netta trasportata lungo la linea (portata differenziale fra mandata e ritorno), e si soddisfa quindi la condizione di funzionamento della linea anche in assenza di trasporto netto di idrogeno. È da notare

che l'impianto può funzionare anche con flussi equiversi, ottenendo un aumento notevole della portata massima trasportabile in un verso ma anche l'impossibilità a scendere in qualsiasi momento al di sotto del limite dettato dalle esigenze di refrigerazione della linea.

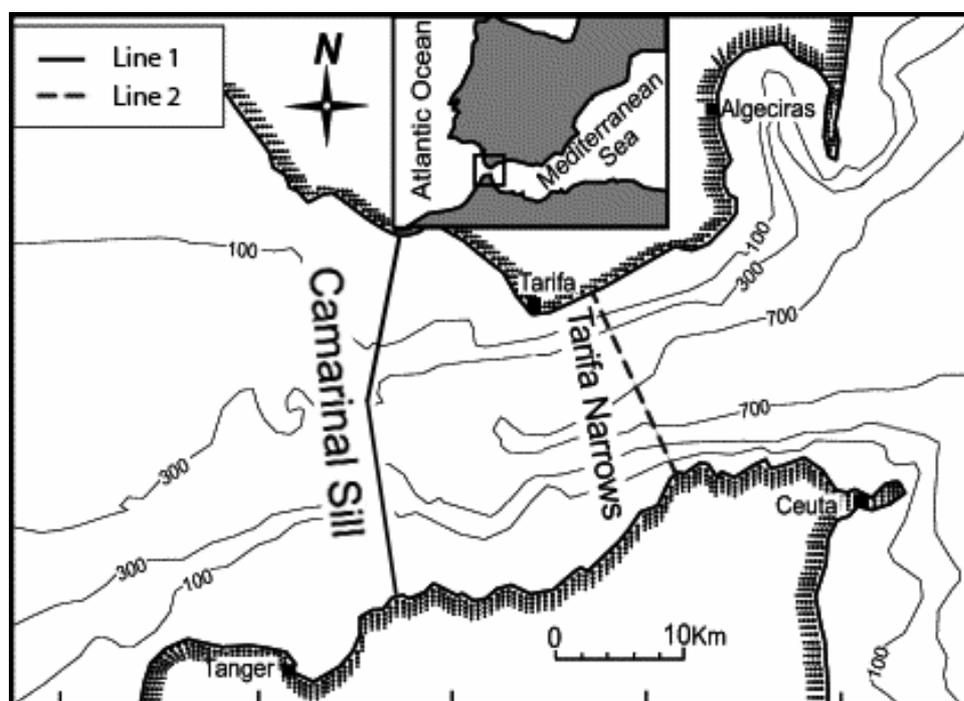


Figura 6.1.1. Mappa dello stretto di Gibilterra coi due tracciati di attraversamento proposti (linea 1 a minima lunghezza, linea 2 a minima profondità).

L'MgB₂ è attualmente disponibile in forma di piattine o fili; per una migliore flessibilità del cavo si è scelto di utilizzare fili (del diametro di 2.2 mm) avvolti a treccia. Imponendo il funzionamento in sicurezza fino a 30 K si è dimensionato il cavo con 27 fili di MgB₂ (ognuno percorso da 456 A in condizioni nominali, con densità di corrente ingegneristica di 120 A/mm², e campo massimo di 350 mT). Per la stabilizzazione, a seguito dell'analisi del comportamento della linea in fase di quench, il dimensionamento ha richiesto 9 fili di rame del diametro di 2.2 mm, ottenendo un cavo a treccia con struttura 4×3×3 e diametro esterno di circa 15 mm. Tale treccia è immersa nel flusso di LH₂, che è contenuto dal criostato.

Il diametro interno del criostato è stato scelto in funzione della portata minima e massima richiesta, con riferimento all'incremento di temperatura e perdita di pressione ammissibile lungo la linea. Il tubo interno ed esterno del criostato sono corrugati per consentire la flessibilità richiesta. Il materiale del tubo interno, in contatto con l'idrogeno e operante a temperatura criogenica, è acciaio inossidabile. Il criostato contiene gli strati di superisolamento termico (Multi Layer Insulation). Il grado di vuoto richiesto è mantenuto in condizioni di esercizio dall'utilizzo di materiali getter. Il calcolo degli ingressi termici, confrontato con dati sperimentali disponibili in letteratura e con le specifiche fornite da costruttori di linee criogeniche, ha portato ad una stima di 2 W/m.

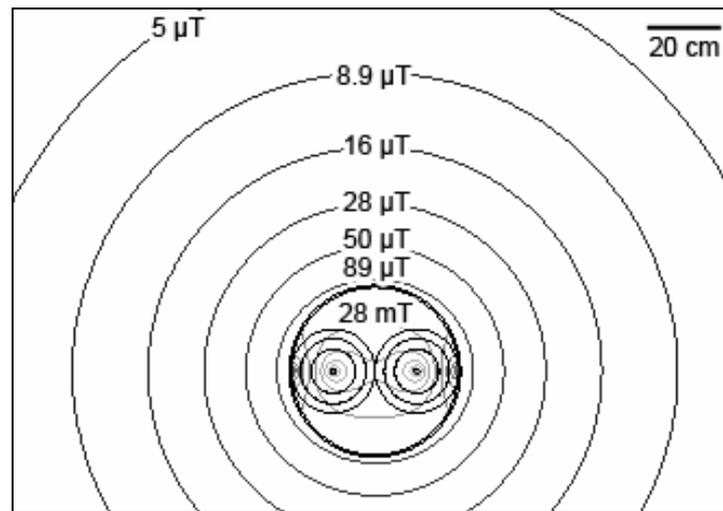


Figura 6.1.2. Mappa del modulo del campo di induzione magnetica prodotta in prossimità della linea (valore tipico del campo naturale terrestre: 40-50 μT).

Il tratto sottomarino della linea pone il problema della resistenza del criostato alla pressione esterna esercitata dall'acqua. A questo scopo la coppia di cavi è inserita all'interno di tubo di protezione, il quale, trovandosi a temperatura ambiente e non essendo a contatto con l'idrogeno, può essere realizzato con la tecnologia utilizzata per i metanodotti sottomarini. Il materiale ferromagnetico del tubo di protezione ha inoltre un benefico effetto schermante sul campo di induzione generato. In figura 6.1.2 è rappresentata la mappa del modulo del campo in prossimità della linea: il valore di 89 μT è ampiamente inferiore al limite fissato dalla normativa Europea per campi stazionari, scende rapidamente a valori inferiori a quelli tipici del campo naturale terrestre (40-50 μT). Inoltre il funzionamento a secco dell'isolamento elettrico, operante a temperatura ambiente, può consentire il funzionamento della linea fino a tensioni di ± 500 kV almeno per 30 anni.

Al fine del mantenimento dell'idrogeno allo stato liquido e del funzionamento della linea superconduttiva è necessario che in ogni punto lungo la linea la temperatura e la pressione si mantengano all'interno di un intervallo ammissibile, i cui estremi sono determinati dalle seguenti esigenze:

- Limite inferiore di pressione: la temperatura di ebollizione dell'idrogeno a pressione atmosferica (0.1 MPa) è di 20.3 K, aumentando il livello di pressione minimo lungo la linea a 0.5 MPa è possibile garantire il mantenimento dello stato liquido monofase fino alla temperatura di 27 K.
- Limite superiore di temperatura: la densità di corrente critica dell' MgB_2 aumenta al diminuire della temperatura, per cui il limite superiore di progetto del circuito refrigerante è fissato a 25 K.
- Limite inferiore di temperatura: l'idrogeno ha una temperatura di solidificazione alla pressione atmosferica di 13.8 K, crescente con la pressione; imponendo un limite inferiore di temperatura di 15 K è garantito lo stato liquido fino alla pressione di 3.7 MPa.
- Limite superiore di pressione: il livello massimo di pressione, dettato da problemi di resistenza meccanica del criostato, è posto a 1.7 MPa (considerando la parete del criostato di spessore 0.9 mm per una flessibilità accettabile del cavo).

L'idrogeno ha temperatura critica di 32.9 K e pressione critica di 1.28 MPa. Essendo lo stato termodinamico dell'idrogeno nella linea confrontabile con lo stato critico, è necessario tener conto dell'effetto della comprimibilità del fluido nella scrittura delle equazioni termo-idrauliche. D'altra parte la velocità del flusso lungo la linea è inferiore a 1-2 m/s, rispetto a una velocità del suono nell'idrogeno variabile fra circa 800 e 1300 m/s nell'intervallo considerato. Gli andamenti di pressione e temperatura lungo la linea sono ottenuti dall'integrazione dei bilanci di energia e quantità di

moto del fluido viscoso comprimibile. Si sono utilizzate le proprietà reali dell'LH2 al variare di pressione e temperatura.

In figura 6.1.3 è rappresentato l'andamento batimetrico della linea lungo il tracciato 1. In questo caso la sezione del flusso di LH2 è stata dimensionata con diametro di 120 mm. Nelle figure 6.1.4 e 6.1.5 sono tracciati rispettivamente i profili di temperatura e pressione calcolati per varie portate ammissibili. Fissata la temperatura dell'idrogeno in ingresso a 15 K, la portata minima di 0.583 kg/s è imposta dalla condizione di mantenere la temperatura massima inferiore ai 25 K (figura 6.1.4). Ma al crescere della portata aumentano le perdite di pressione e quindi, fissata la pressione in uscita a 0.5 MPa, aumenta la pressione in ingresso alla linea. In corrispondenza del valore massimo di 1.7 MPa si determina la portata massima ammissibile sul cavo di mandata di 1.323 kg/s. La linea così dimensionata può quindi funzionare con portate nette di idrogeno variabili fra 0 e 0.74 kg/s.

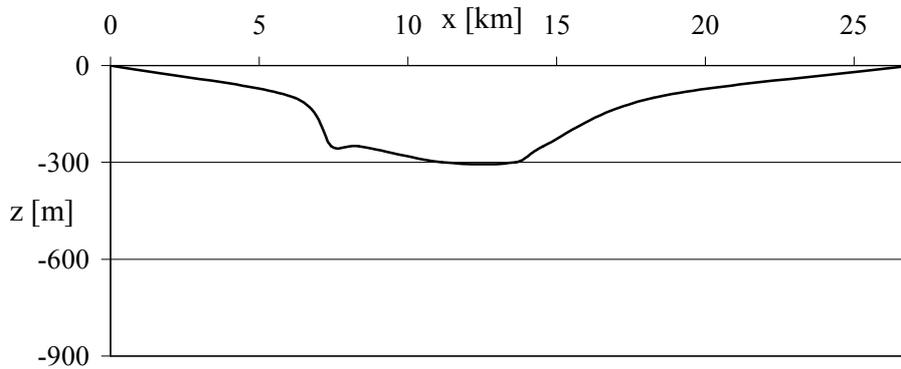


Figura 6.1.3. Profilo batimetrico del tracciato (caso 1).

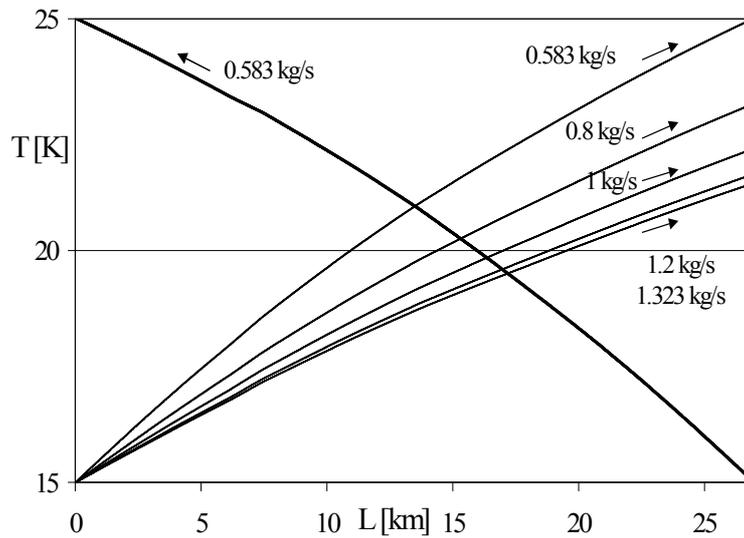


Figura 6.1.4. Temperatura dell'LH2 in funzione della lunghezza del cavo (caso 1) nel tubo di mandata, al variare della portata, e nel tubo di ritorno.

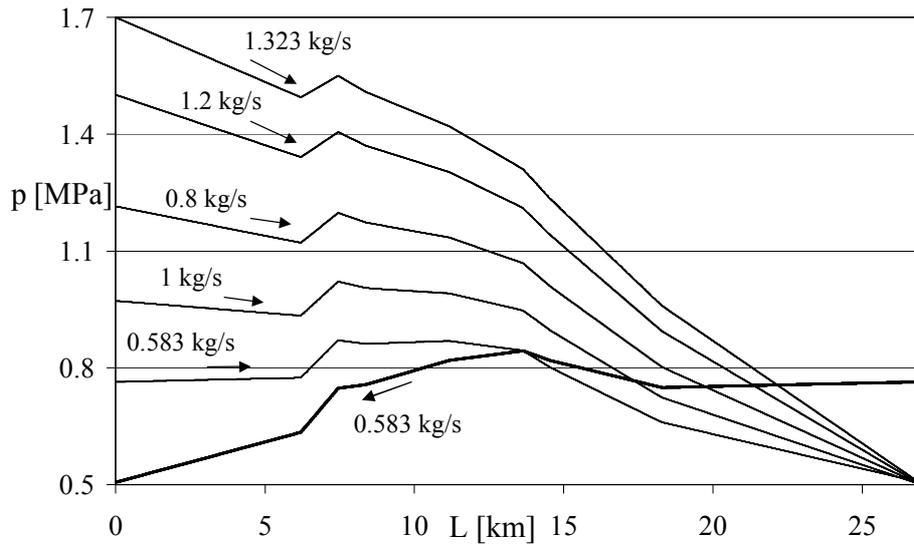


Figura 6.1.5. Pressione dell’LH2 in funzione della lunghezza del cavo (caso 1) nel tubo di mandata, al variare della portata, e nel tubo di ritorno.

Analogamente, nelle figure 6.1.6, 6.1.7 e 6.1.8 sono rappresentati l’andamento batimetrico del tracciato 2, e i relativi diagrammi di temperatura e pressione. In questo caso, data la minore lunghezza, per avere una portata differenziale simile al caso 1 è sufficiente una sezione di flusso di LH2 con diametro di 100 mm. Con questo dimensionamento si ottiene una portata minima di refrigerazione di 0.305 kg/s, una portata massima di 0.97 kg/s, e quindi una portata netta massima di 0.67 kg/s. D’altra parte la maggiore profondità raggiunta pone maggiori problemi di resistenza del tubo esterno di protezione. Si noti inoltre come il punto di maggiore pressione in questo caso non sia all’ingresso della linea ma nel punto di massima profondità, a causa della colonna di LH2.

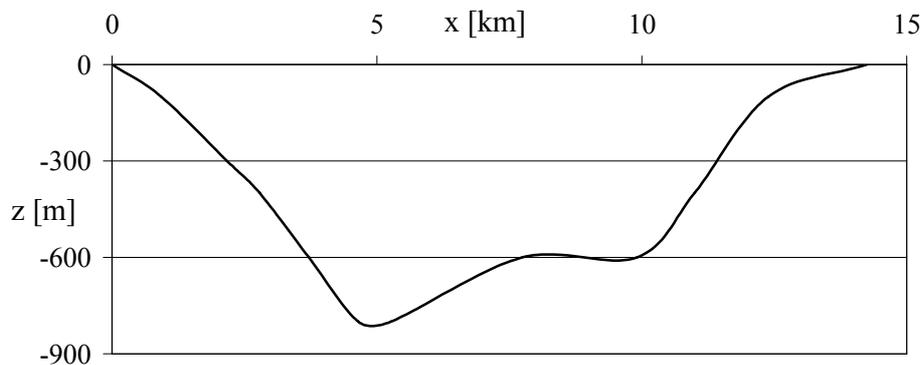


Figura 6.1.6. Profilo batimetrico del tracciato (caso 2).

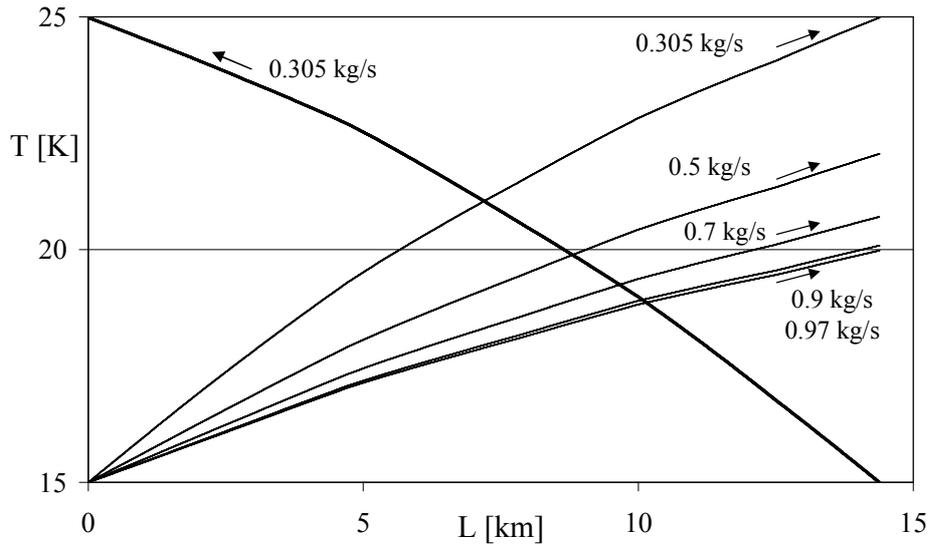


Figura 6.1.7. Temperatura dell’LH2 in funzione della lunghezza del cavo (caso 2) nel tubo di mandata, al variare della portata, e nel tubo di ritorno.

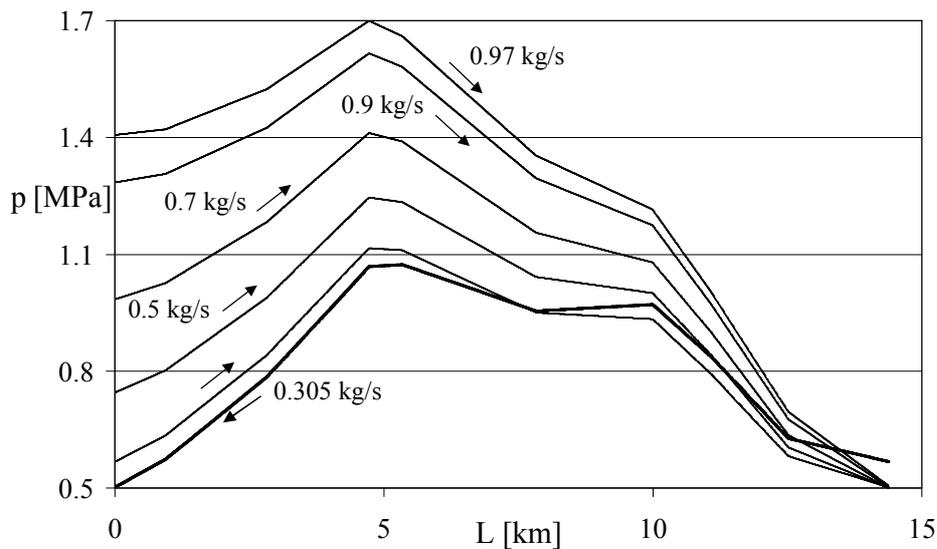


Figura 6.1.8. Pressione dell’LH2 in funzione della lunghezza del cavo (caso 2) nel tubo di mandata, al variare della portata, e nel tubo di ritorno.

Il vantaggio della soluzione proposta è soprattutto energetico. La liquefazione dell’idrogeno è un processo dispendioso: i migliori impianti attualmente richiedono 36 MJ/kg, mentre in letteratura sono stati proposti sistemi avanzati con richieste fino a 18-25 MJ/kg, contro gli 8 MJ/kg per la compressione a 20 MPa. D’altra parte può essere la forma economicamente conveniente per lo stoccaggio e il trasporto, grazie alla maggiore densità e quindi al minore volume occupato. Assumendo che la liquefazione sia utilizzata ai fini dello stoccaggio dell’idrogeno in sede sia di produzione sia di distribuzione, è possibile valutare le sinergie derivanti dall’utilizzo dell’LH2 per refrigerare la linea superconduttiva al fine di rendere il sistema complessivo energeticamente conveniente rispetto a soluzioni tradizionali equivalenti. Con riferimento a una produzione giornaliera di 6 GWh (distribuzione)

buita in 500 MW su 12 ore diurne e 0 MW su 12 ore notturne) e a una linea di trasporto di 10 km, in figura 6.1.9 è rappresentato il confronto energetico fra la linea superconduttiva combinata (SC+LH2), e le soluzioni tradizionali equivalenti (idrogenodotto GH2, linea elettrica HVDC, parallelo di linea elettrica e idrogenodotto HVDC+GH2) per il caso di produzione elettrica giornaliera di 6 GWh, accumulo di 72.6 ton_{LH2}/giorno, e linea di 10 km. Il confronto è effettuato al variare della frazione di energia erogata sotto forma elettrica e di LH2. È da notare come la soluzione con linea convenzionale HVDC e idrogenodotto in parallelo necessiti di un'area libera di posa sicuramente maggiore. Ciò è vero a maggior ragione per potenze elevate, per le quali sarebbero necessarie più linee HVDC.

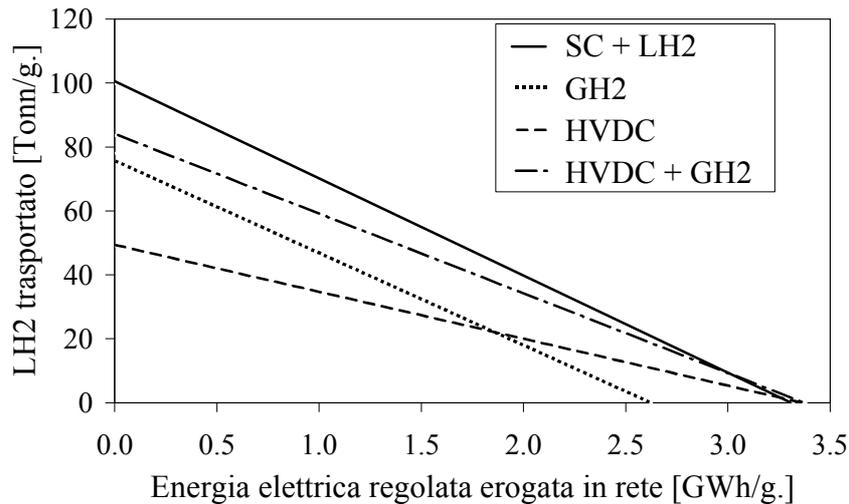


Figura 6.1.9. Confronto energetico tra sistemi di trasporto (produzione elettrica giornaliera 6 GWh, accumulo di 72.6 ton_{LH2}/giorno, e linea di 10 km).

6.2 Linea di trasmissione dalla Diga delle Tre Gole

L'impianto idroelettrico delle "Tre Gole", attualmente in costruzione in Cina, comprenderà 26 unità di generazione, ognuna delle quali con una potenza nominale di 700 MW, per una potenza totale installata di 18.2 GW, dopo il completamento previsto nel 2009. Il sistema di trasmissione previsto consisterà di un complesso di linee HVDC e HVAC per trasportare l'elettricità prodotta fino a 1000 km di distanza [R. Dass et al., "Benefits of similar HVDC bipoles from Three Gorges power generation complex", Cigré Session 2004, Paris, Sep. 2004]. La potenza totale di 18 GW può essere trasportata da una singola linea criogenica MgB2/LH2. Poiché l'immagazzinamento di energia è fornito dall'energia potenziale gravitazionale dell'acqua contenuta nelle dighe, in questo caso l'obiettivo è soltanto la trasmissione della corrente elettrica. Quindi il LH2 funge soltanto da refrigerante criogenico per la linea superconduttiva in MgB2.

La potenza trasportata da una linea elettrica in DC è data dal prodotto di tensione e corrente, dove la tensione è limitata dalle proprietà dell'isolante e la corrente è limitata dagli effetti termici. Per la tecnologia HVDC attuale, la tensione è circa ± 500 kV per le linee aeree e ± 150 kV per cavi isolati con XLPE [T. Worzyk, et al., "The Murraylink Project - the first commercial 150 kV extruded HVDC cable system", JICABLE 2003, Paris, 22-26 Jun. 2003]. Per le linee aeree, il limite sulla corrente è circa 3 kA, e quindi la potenza massima trasmessa su una linea HVDC è circa 3 GW [R. Dass et al., "Benefits of similar HVDC bipoles from Three Gorges power generation complex", Cigré Session 2004, Paris, Sep. 2004]. Poiché la tecnologia del cavo superconduttore in DC permette praticamente di eliminare le perdite, la corrente può rag-

giungere gli valori maggiori, permettendo la trasmissione di una potenza multi-GW [P.M. Grant, “The Energy SuperGrid”, IEEE Pow. Eng. Soc. General Meeting, Denver, Jun. 2004]. Si è scelta una potenza di riferimento di 18 GW (60 kA, ± 150 kV), uguale alla portata complessiva di 6 linee aeree HVDC. Tuttavia, per la valutazione dell’efficienza della linea superconduttiva è necessario tenere conto degli ingressi termici dall’ambiente e della caduta di pressione del criogeno, con le conseguenti perdite per frizione.

Come illustrato in dettaglio nella sezione 4, per il funzionamento corretto della linea superconduttiva criogenica MgB₂/LH₂, è necessario che l’MgB₂ sia ad una temperatura inferiore alla temperatura critica e che l’idrogeno sia in fase liquida in ogni punto della linea. Queste due condizioni sono rispettate se temperatura e pressione si mantengono ovunque entro i seguenti limiti di sicurezza [—, *Thermophysical Properties of Fluid Systems*, Standard Ref. Db. 69, US NIST, Mar. 2003], [R. Flukiger et al., “Superconducting properties of MgB₂ tapes and wires”, *Physica C: Superconductivity* 385(1-2) (2003) 286-305]:

- $p_{\min} = 0.5$ MPa, per aumentare il punto di ebollizione dell’idrogeno a 27 K.
- $T_{\max} = 25$ K, per non ridurre eccessivamente la densità di corrente critica dell’MgB₂.
- $T_{\min} = 15$ K, per evitare la solidificazione dell’idrogeno per pressioni fino a 3.7 MPa.
- $p_{\max} = 1.7$ MPa, a causa della resistenza meccanica del criostato (tenendo conto di uno spessore della parete del criostato in acciaio inossidabile di 0.9 mm).

Fra le possibili tipologie costruttive si è scelta la configurazione bipolare con due criostati ed il dielettrico caldo. Ciò permettere di utilizzare lo stesso materiale isolante (XLPE) usato per le linee HVDC ad una tensione di ± 150 kV. I due criostati sono utilizzati come linee di andata e di ritorno per l’LH₂, in modo da svincolare la portata in massa netta di LH₂ trasportata dalla linea dalla portata di refrigerazione (flusso di ricircolazione). Il cavo in MgB₂ è immerso in LH₂, che fluisce all’interno del criostato. I tubi interno ed esterno del criostato sono ondulati per aumentare la flessibilità e per facilitare la posa del cavo (un raggio di curvatura di circa 1 m). Il criostato è isolato termicamente con MLI (isolamento multi-strato). La permeazione dell’idrogeno attraverso con 1 mm di d’acciaio a 20 K è trascurabile e quindi il grado di vuoto può essere mantenuto in esercizio tramite l’utilizzo di materiali getter [—, *Cryoflex Catalogue of Transfer Lines for Liquid Gases*, 2005, URL: www.nexans.com]. La linea è progettata con una struttura modulare, con una distanza di 20 chilometri fra le stazioni successive di pompaggio e refrigerazione.

Il cavo superconduttore è dimensionato per trasportare la corrente elettrica richiesta in DC. Il materiale MgB₂ è attualmente disponibile sotto forma di nastri o di fili; per una migliore flessibilità del cavo si è scelta la struttura a fili. La corrente nominale di 60 kA determina la scelta di una sezione totale di MgB₂ pari a 513 mm² (con densità di corrente di ingegneristica di 120 A/mm² in autocampo), stabilizzata con una sezione di rame di 171 mm². Il cavo è progettato con 180 fili stabilizzati, ciascuna con una sezione di 3.8 mm², per un diametro totale di circa 35 mm e con la struttura 3×3×4×5.

Il dimensionamento del diametro interno del criostato è effettuato, nota la portata richiesta di LH₂, tenendo conto delle perdite di pressione lungo la linea e degli ingressi termici. Le figure 6.2.1 e 6.2.2 mostrano l’incremento medio di temperatura ($\Delta T/\Delta l$) e la perdita di pressione ($\Delta p/\Delta l$) lungo la linea al variare del diametro del criostato e della portata in massa di LH₂. Per il progetto della linea si sono considerate portate ammissibili di LH₂ tra 0 e 7 kg/s (che rappresenta circa 1 GWth in termini di HHV dell’idrogeno). Si è assunto che gli ingressi termici siano proporzionali alla superficie esterna del criostato e sono stati valutati come 2 W/m per un criostato con un diametro esterno 12 cm. Per una distanza di 20 km tra stazioni successive di pompaggio e refrigerazione, ciò conduce

ad un limite nell'aumento di temperatura di 0.5 K/km e ad un limite nella perdita di pressione di 50 kPa/km. La Le figure 6.2.3 mostra la zona ammissibile di progetto della linea.

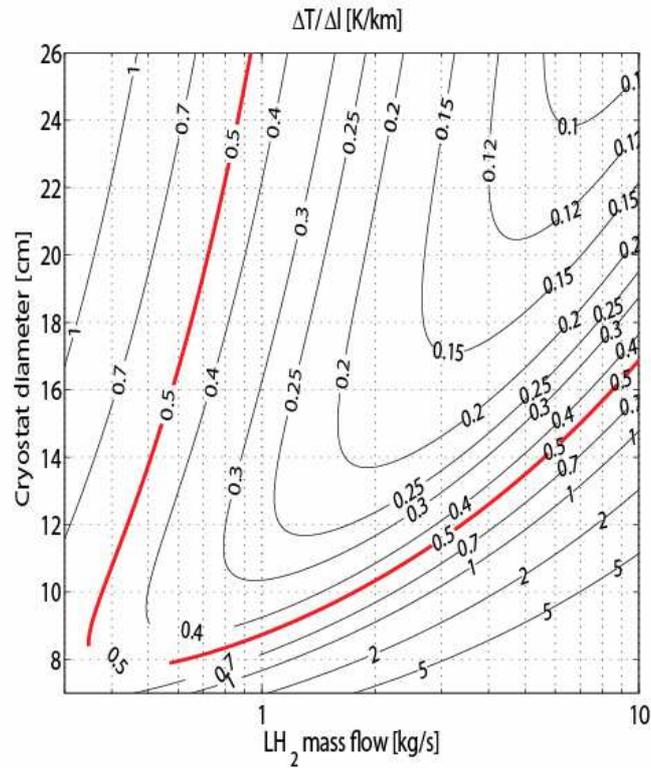


Figura 6.2.1. Incremento medio di temperatura [K/km] lungo la linea.

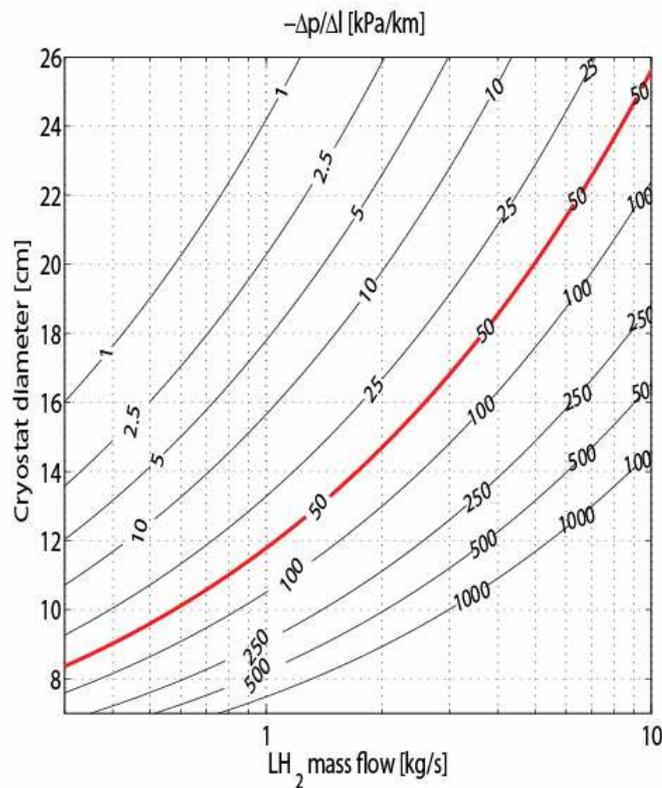


Figura 6.2.2. Perdita di pressione media [kPa/km] lungo la linea.

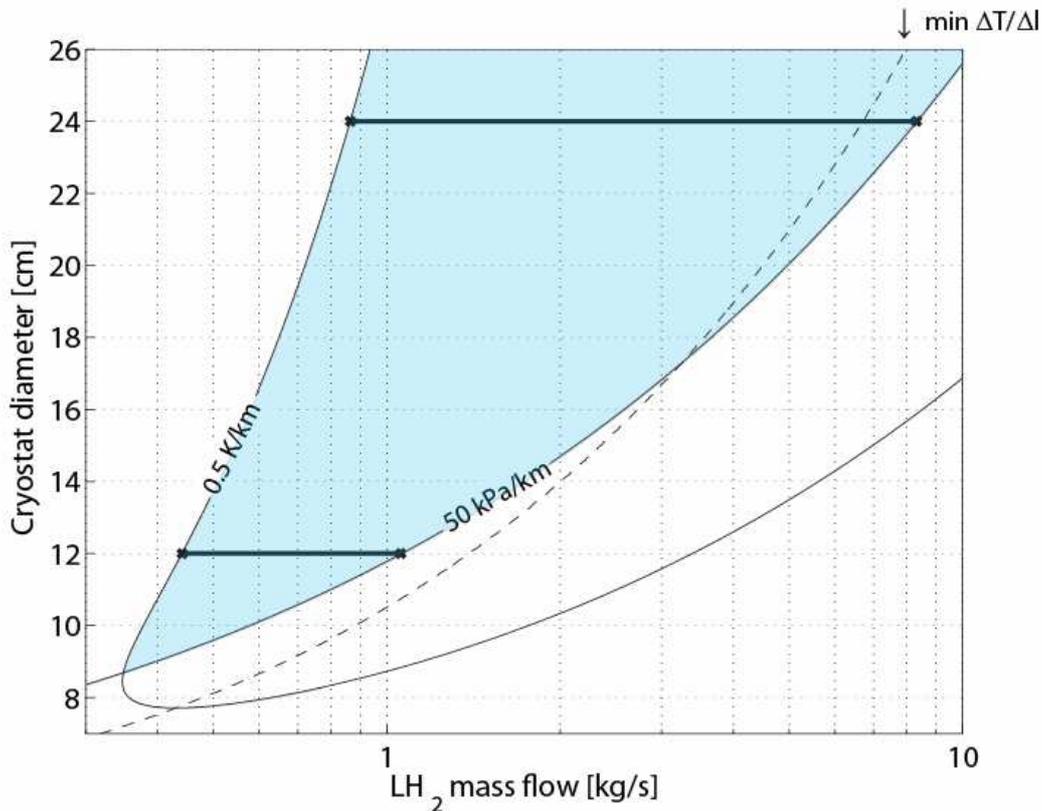


Figura 6.2.3. Zona ammissibile di progetto per una lunghezza di linea di 20 chilometri. Le linee continue mostrano le portate ammissibile per due diametri selezionati del criostato di 12 e 24 centimetri. La linea tratteggiata mostra le portate relative agli incrementi minimi di temperatura per ogni diametro.

Nella figura 6.2.3 sono evidenziate le variazioni di portata ammissibile per due diametri di progetto di 12 e 24 centimetri. Fissato il diametro di progetto, la portata in massa durante il funzionamento dell'impianto può essere controllata all'interno di questo intervallo, sia per rispondere a carichi diversi dal nominale sia per variare la differenza fra portate dei cavi di andata e di ritorno (portata netta trasportata dalla linea). Nella figura 6.2.3 inoltre è rappresentata la linea degli incrementi minimi di temperatura per ogni diametro. Per il diametro di 12 centimetri, aumentare la portata conduce sempre ad una riduzione nell'incremento di temperatura. Per il diametro di 24 centimetri, il minimo incremento di temperatura si raggiunge per una portata che è interna alla variazione ammissibile (per portate maggiori le perdite per attrito sono dominanti). Con riferimento all'impianto idroelettrico delle "Tre Gole", si sono scelti due cavi uguali con un diametro da 12 cm. L'LH₂ scorre nei due sensi, refrigerando la linea con porta netta trasportata pari a zero. La variazione di portata ammissibile può essere sfruttata per regolare l'impianto, se il carico termico eccede quello previsto.

Il rendimento energetico della linea MgB₂/LH₂ può essere confrontato con quello di una tipica linea HVDC. Le perdite nella linea HVDC sono date da uno 0.75% ad ogni stazione di conversione AC/DC e da uno 0.4% per una lunghezza di 100 km [G. Keith, W. Leighty, "Transmitting 4,000 MW of New Windpower from North Dakota to Chicago: new HVDC Lines or Hydrogen Pipeline", Tech Rep. Synapse, Cambridge, MA, Sep. 2002]. Quindi, per una linea da 1000 km l'efficienza totale del sistema HVDC è il 94.6%. Per la linea superconduttiva, si suppone che le perdite nelle stazioni di conversione siano le stesse dell'HVDC. La potenza elettrica dissipata in linea è nulla, ma è necessario tenere conto della poten-

za richiesta per l'alimentazione del sistema di refrigerazione e di pompaggio. Con riferimento alla figura 6.2.3, supponiamo che l'impianto funzionari con una perdita di pressione di 50 kPa/km e una portata di circa 1 kg/s. Considerando entrambi i cavi, questo conduce ad una potenza dissipata per frizione di circa 1.4 kW/km, mentre gli ingressi termici sono 4 kW/km. Supponendo un'efficienza di pompaggio del 70% e un'efficienza del cryocooler del 2.87% (circa il 40% del ciclo ideale di Carnot), la potenza richiesta per l'alimentazione del sistema di refrigerazione e di pompaggio è circa 190 kW/km (circa lo 0.1% dei 18 GW nominali per una lunghezza di 100 km). Quindi, per una linea da 1000 km l'efficienza totale del sistema MgB₂/LH₂ è il 97.5%. La differenza del 2.9% rispetto alla linea HVDC rappresenta una riduzione delle perdite per oltre 500 MW. Per un dato diametro esterno del cavo, la potenza richiesta per l'alimentazione del sistema di refrigerazione e di pompaggio è approssimativamente indipendente dalla potenza elettrica trasmessa. La figura 6.2.4 mostra il confronto tra le efficienze della linea MgB₂/LH₂ e la tipica linea HVDC. Per una linea da 5 GW (potenza che può essere trasmessa da due linee parallele HVDC), le perdite nella linea HVDC sono circa uguali alla potenza richiesta per l'alimentazione del sistema di refrigerazione e di pompaggio della linea MgB₂/LH₂.

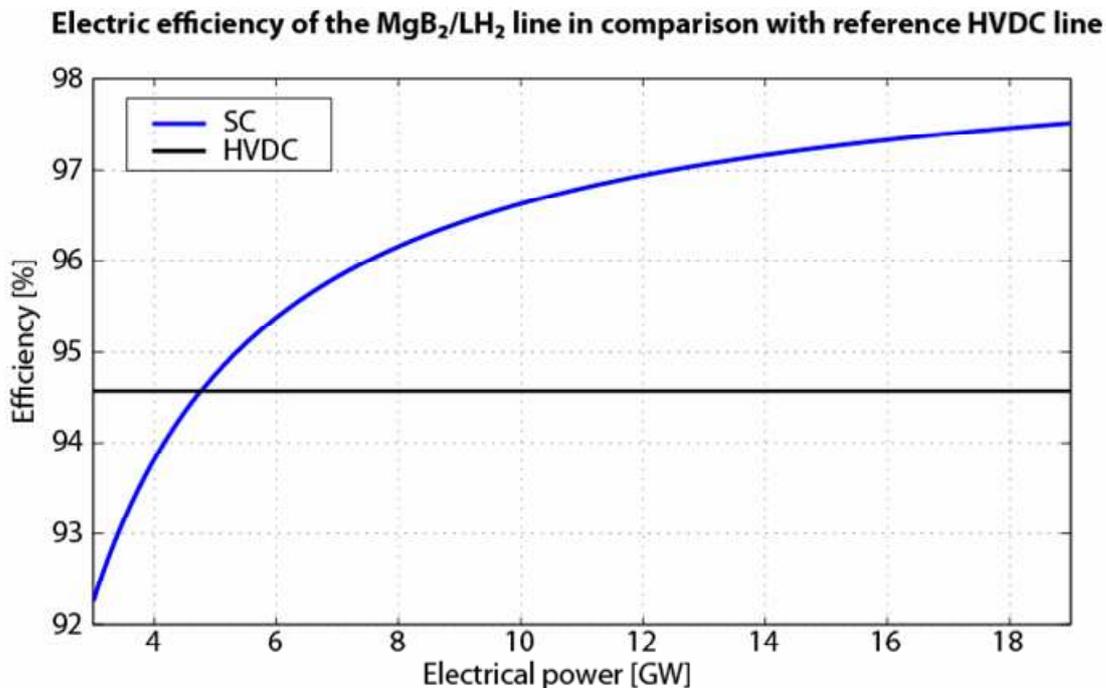


Figura 6.2.4. Rendimento energetico della linea MgB₂/LH₂ e della tipica linea HVDC al variare della potenza elettrica trasmessa.

6.3 Energia Solare dal Deserto

Fra gli scenari energetici (da oggi al 2050) già individuati dai più qualificati organismi internazionali allo scopo di ridurre drasticamente i consumi dei combustibili fossili ed avviare contemporaneamente la transizione energetica per uno sviluppo sostenibile entro il 21° secolo, si ritiene che la possibilità di sfruttare le aree desertiche del pianeta per realizzare impianti solari e produrre energia pulita su vasta scala sia una opzione integrativa da prendere seriamente in considerazione. Le caratteristiche dei deserti, con alti livelli di insolazione ed enormi superfici disponibili, li rendono siti ideali per lo sfruttamento di una risorsa energetica a bassa densità quale l'energia solare. Le aree desertiche costituiscono un terzo della superficie del pianeta e, secondo le stime disponibili, se solo il 4% di queste aree fosse destinato all'installazione di impianti fotovoltaici la produzione annuale

di energia sarebbe equivalente ai consumi mondiali, senza contare i benefici ambientali ottenibili in termini di emissioni inquinanti evitate e le positive ripercussioni a livello economico e sociale per i paesi che rientrano nelle aree desertiche (per la maggior parte in via di sviluppo) [K. Kurokawa (ed.), *Energy from the Desert, Feasibility of Very Large Photovoltaic Power Generation Systems*, Photovoltaic Power Systems Executive Committee of the I.E.A., ISBN 1 902916417, p. 68, 2003]. Tuttavia la scarsa densità energetica disponibile per unità di superficie determina la necessità di disporre di vaste estensioni per la realizzazione di impianti di potenza considerevole. Le zone aride del pianeta e in particolare quelle rocciose sono luoghi ideali per la costruzione di impianti solari, sia per gli elevati livelli di insolazione, sia per la bassa densità abitativa e il basso fattore di utilizzo del terreno. D'altra parte queste aree sono tipicamente lontane dai luoghi a maggior richiesta energetica, per cui è necessario un sistema di trasmissione efficiente per il trasporto dell'energia verso i luoghi di utilizzo.

Il deserto di Gobi in Cina è particolarmente attraente per lo sfruttamento dell'energia solare per due motivi: in primo luogo presenta il vantaggio di essere un deserto roccioso piuttosto che un deserto sabbioso ed in secondo luogo è situato vicino ad una delle zone a maggior crescita energetica nel mondo. Si è considerato un sistema modulare di pannelli fissi rivolti a sud con un angolo di inclinazione di 30° con una potenza installata di 100 MW_p ; l'area totale necessaria sarebbe 2.17 km^2 [K. Kurokawa (ed.), *Energy from the Desert, Feasibility of Very Large Photovoltaic Power Generation Systems*, Photovoltaic Power Systems Executive Committee of the I.E.A., ISBN 1 902916417, p. 68, 2003]. I costi di produzione previsti saranno allo stesso livello delle tariffe correnti per elettricità in Cina (7 cUSD/kWh) quando il prezzo di mercato dei moduli fotovoltaici si ridurrà a 1 USD/W . Si consideri il caso in cui numerosi sistemi solari di questo tipo siano situati nel deserto di Gobi ed il livellamento della potenza immessa in rete è garantita tramite un sistema di produzione dell'idrogeno da elettrolisi dell'acqua (che deve essere trasportata sul sito) e di stoccaggio in fase liquida. Ad esempio, si potrebbe realizzare un impianto da 20 GW occupando un'area di circa 434 km^2 , pari allo 0.03% dell'estensione del deserto di Gobi. In questo scenario, il trasporto dell'LH2 verso gli utilizzatori finali, insieme all'energia elettrica, diventa particolarmente interessante. Infatti, la linea MgB2/LH2, che è già conveniente per il trasporto elettrico di energia, come indicato nella sezione 3, può anche essere ottimizzata per il trasporto di LH2.

Per il progetto della linea si sono considerate portate ammissibili di LH2 tra 0 e 7 kg/s (che rappresenta circa 1 GWth in termini di HHV dell'idrogeno). Poiché si richiede che la linea funzioni anche senza trasporto netto di LH2, si è mantenuta la struttura a due linee (andata e di ritorno) con ricircolazione di LH2. Tuttavia, dato che l'idrogeno dovrebbe essere trasportato soltanto in un senso (dalla produzione al consumo), uno dei due diametri del criostato è aumentato a 24 cm (vedi figura 6.2.3). La linea asimmetrica così ottenuta può essere regolata, nel range di variazione previsto, a seconda della richiesta di LH2. La potenza richiesta per l'alimentazione del sistema di refrigerazione e di pompaggio della linea di ritorno sono le stesse illustrate nella sezione 6.2, mentre per la linea di andata gli ingressi termici e le perdite per attrito sono superiori (a causa del maggior diametro e della maggiore portata). Con le stesse ipotesi sulle efficienze dei componenti, si ottiene una potenza richiesta per l'alimentazione del sistema di refrigerazione e di pompaggio fra 235 kW/km e 420 kW/km , a seconda della portata trasportata di LH2. La linea è più efficiente di una tipica linea HVDC, se la potenza elettrica trasmessa è superiore a 6 GW o a 10 GW , rispettivamente. Se paragoniamo questo progetto della linea a quello soltanto elettrico precedente, possiamo considerare la maggior potenza richiesta per l'alimentazione del sistema di refrigerazione e di pompaggio come potenza spesa dal sistema per il trasporto agli utenti dell'LH2. Dividendo tale energia per la portata trasportata, è quindi possibile valutare l'energia spesa per il trasporto di 1 kgLH2 lungo tutta la linea da 1000 km , come indicato nella figura 6.3.1.

Per una portata trasportata di circa 3.5 kg/s il sistema minimizza l'energia per il trasporto a circa 23.5 MJ/kg. Per confronto, le perdite nelle condutture per il trasporto dell'idrogeno gassoso (GH2) sono valutate in circa 13.2 MJ/kg per una lunghezza di riferimento di 1000 km. Tuttavia, un sistema basato sul trasporto di GH2 richiederebbe una condotta parallela alla linea elettrica e, se è richiesto lo stoccaggio di grandi quantità di energia, diventa necessario l'immagazzinamento in forma liquida e dunque un liquefattore per la produzione dell'LH2 (che richiede fra 31 e 47 MJ/kg [W. A. Amos, Costs of Storing and Transporting Hydrogen, Tech. Rep. NREL/TP-570-25106, US National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, Nov. 1998]).

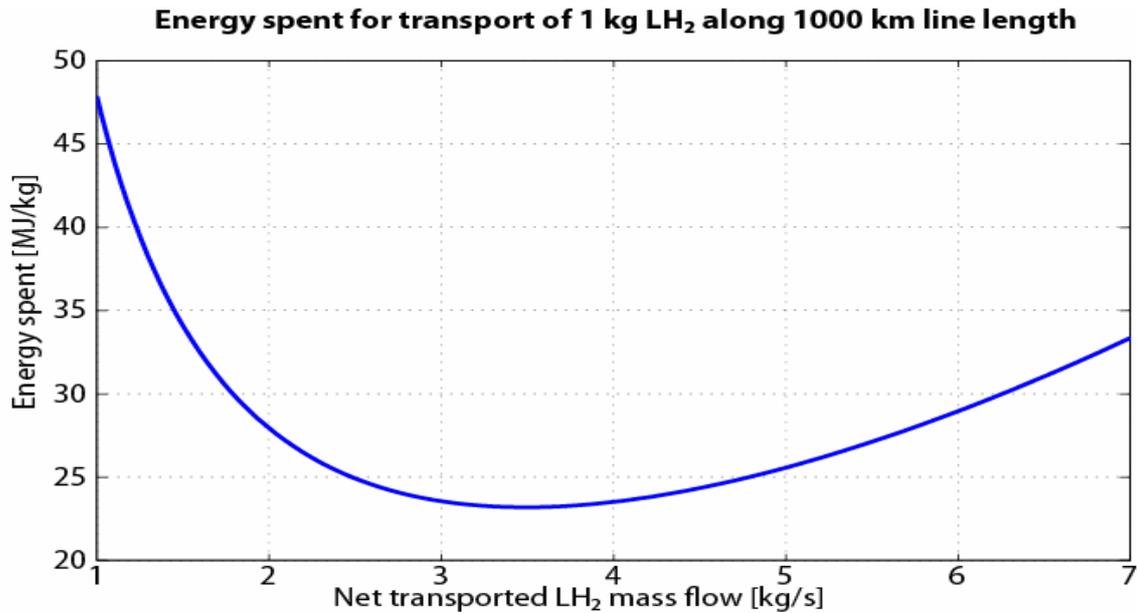


Figura 6.3.1. Energia totale spesa per il trasporto di 1 kg di LH2 per una linea da 1000 km.

7. CONCLUSIONI

Si è studiata la fattibilità di un sistema avanzato per trasporto di energia prodotta da fonti rinnovabili da grandi impianti situati in zone molto distanti dai luoghi del consumo. Il sistema risolve il problema della aleatorietà della potenza prodotta fonti rinnovabili utilizzando l'idrogeno prodotto per idrolisi dell'acqua e lo stoccaggio del medesimo in forma liquida (LH2). L'idrogeno liquido, mentre è trasportato alle utenze, funge inoltre da criogeno per un cavo superconduttore MgB2 in corrente continua. La linea, con tutti i suoi componenti, è stata progettata per il trasporto simultaneo e flessibile di energia elettrica multi-GW e di LH2 e potrebbe essere economicamente competitiva rispetto alle tecnologie attuali per il trasporto di energia. Sono stati studiati in dettaglio i seguenti scenari di applicabilità del sistema proposto

- DC Link attraverso lo stretto di Gibilterra. Si è proposto un impianto pilota per il trasporto di energia attraverso lo stretto di Gibilterra. Tale impianto da 100 MW potrebbe essere gradualmente esteso fino a 12 GW, realizzando un collegamento stabile di grande potenza fra la rete elettrica europea e quella nord-africana. Il progetto ha mostrato la fattibilità della linea in un luogo scelto perché particolarmente favorevole al sistema proposto in base alle seguenti caratteristiche: lunghezza limitata del tratto, prevedibile scalabilità a potenze molto elevate, aumento dell'interconnessione della rete (garantendo la stabilità della rete europea a prescindere da quella nord-africana e viceversa), e grande disponibilità energetica da fonte rinnovabile.
- Linea di trasmissione dalla Diga delle Tre Gole. La potenza totale di 18 GW prodotta dall'impianto idroelettrico delle "Tre Gole", attualmente in costruzione in Cina, può essere trasportata fino a 1000 km di distanza da una singola linea criogenica MgB2/LH2. L'efficienza totale del sistema MgB2/LH2 è il 97.5%, con una riduzione delle perdite di oltre 500 MW rispetto alla tipica linea HVDC.
- Energia Solare dal Deserto. In tale scenario è considerato un impianto solare da 20 GW situato nel deserto cinese di Gobi (che occupa circa lo 0.03% della sua estensione totale). La linea criogenica MgB2/LH2 è destinata a trasportare una potenza elettrica di fino a 18 GW ed una portata di LH2 fino a 7 kg/s (1 GWth HHV dell'idrogeno). Si è valutato un rendimento energetico di circa il 96-97%, a seconda della portata trasmessa.