

SCENARI A LUNGO TERMINE PER L'ENERGIA E L'AMBIENTE: ENERGIA DAL DESERTO PRODOTTA DA IMPIANTI SOLARI CHE UTILIZZANO LE TECNOLOGIE DELL'IDROGENO LIQUIDO E DEI SUPERCONDUTTORI

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

Dipartimento di Ingegneria Elettrica, Università di Bologna
Viale Risorgimento 2, 40136 Bologna

SOMMARIO

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 [1]. 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. Viene individuata una possibile strategia di intervento graduale: partendo dagli accordi esistenti fra i paesi Mediterranei (programma MEDREP), si propone la realizzazione di un impianto pilota da 100 MW_e per il trasporto di energia elettrica attraverso lo stretto di Gibilterra. Tale impianto potrebbe essere gradualmente esteso fino a 12 GW, realizzando un collegamento di grande potenza fra la rete elettrica europea e quella nord-africana.

1. INTRODUZIONE

1.1. Le fonti rinnovabili

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 [2], 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 [3].

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 [4 - 7].

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 [8].

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 [1, 9]. 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) [10], mentre il più grande impianto fotovoltaico ha una potenza di 10 MW (Bavarian Solarpark attivo dal 2004) [11].

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 sistema proposto in questo articolo ricorre alle tecnologie dell'LH₂ e dei superconduttori per affrontare il problema dell'accumulo e del trasporto efficiente dell'energia.

1.2. 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 [12]. 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 [13].

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 [14, 15]. 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, occorrebbero 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 [16, 17]. 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 [16, 18].

1.3. Le linee elettriche convenzionali e superconduttive

Una soluzione oggi adottabile per il trasporto di energia elettrica prodotta da impianti eolici posti in zone remote (ad esempio gli impianti off-shore) è la linea in corrente continua a bassa (LVDC) o alta tensione (HVDC) [19, 20, 21]. Il recente sviluppo dei dispositivi statici per la conversione dell'energia elettrica ha infatti risolto molte delle difficoltà che in passato ne limitavano l'utilizzo. Il trasporto su linea in c.c. 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. È inoltre da notare che i pannelli fotovoltaici sono fondamentalmente sorgenti in c.c., 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 [22, 23]. Infine gli impianti di produzione dell'idrogeno e di riconversione elettrica (di tipo fuel-cell)

funzionano fondamentalmente in continua. Per il sistema proposto, la linea in c.c. presenta quindi numerosi vantaggi e consente la massima flessibilità di connessione di varie fonti rinnovabili, e di impianti di conversione dell'idrogeno.

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) [25]: è quindi possibile trasportare la stessa potenza con tensione minore, oppure potenze superiori a parità di tensione (ad esempio, i 18 GW che avrà a regime l'impianto idroelettrico delle Tre Gole in Cina potrebbero essere trasportati da una sola linea superconduttiva [26]). Il funzionamento in c.c. è particolarmente conveniente nel caso di linea superconduttiva perché annulla le dissipazioni, limitando la potenza di refrigerazione ai soli ingressi termici dall'ambiente. Negli ultimi anni, data la disponibilità di convertitori statici di grande potenza, è aumentato l'interesse verso i cavi superconduttori per la trasmissione in c.c. [27, 28], ma ad oggi sono disponibili pochi dati sperimentali [29, 30]. In particolare, in Danimarca è stato proposto l'utilizzo di linee HTS raffreddate ad azoto liquido in c.c. per la connessione di impianti eolici off-shore [24].

2. DESCRIZIONE DEL SISTEMA PROPOSTO

2.1. La linea superconduttiva in MgB₂

La particolarità della linea elettrica superconduttiva proposta sta nell'utilizzo dell'MgB₂, un materiale superconduttore scoperto nel 2001 che sta suscitando grandi attenzioni ed è oggetto di un continuo miglioramento delle prestazioni. Rispetto ai materiali HTS (ceramici funzionanti tipicamente alla temperatura dell'azoto liquido, 77 K) l'MgB₂ presenta il vantaggio di un costo di produzione molto inferiore e grande facilità di lavorazione essendo un materiale metallico [31]; rispetto ai materiali LTS (funzionanti tipicamente alla temperatura dell'elio liquido, 4.2 K) l'MgB₂ presenta il vantaggio di una maggiore temperatura di funzionamento (fino a circa 28 K con correnti rilevanti), e ciò determina l'abbattimento di un ordine di grandezza della potenza necessaria alla refrigerazione.

La temperatura di funzionamento dell'MgB₂ è compatibile con la temperatura dell'LH₂ [32], per cui è possibile progettare una linea di trasporto combinato di energia elettrica e LH₂. L'utilizzo di un analoga linea superconduttiva in MgB₂ raffreddata ad LH₂ è stata proposta per connettere le centrali nucleari americane mediante una rete di elevatissima potenza (SuperGrid) [33, 34].

2.2. Schema d'impianto e confronto energetico

In Fig. 1 è rappresentato schematicamente l'impianto proposto. In questo caso l'idrogeno assolve al triplice scopo di accumulo di energia rinnovabile, vettore energetico e fluido refrigerante della linea superconduttiva. Nei periodi di eccesso di potenza rispetto alla domanda della rete, viene prodotto idrogeno per elettrolisi dell'acqua, che può essere raffreddato alla temperatura di 20.3 K per l'accumulo in forma liquida. L'idrogeno accumulato può essere poi riutilizzato in tutto o in parte per produrre energia elettrica (ad esempio con un impianto a fuel-cell SOFC) nei periodi di carenza di potenza rinnovabile rispetto alla richiesta della rete. La parte eccedente può essere trasportata attraverso la linea a seconda delle esigenze degli utenti finali. In questo modo si ottiene una linea combinata per il trasporto di potenza in forma elettrica (linea superconduttiva), chimica e termica (pipeline criogenica).

Il vantaggio di questa soluzione 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 [18, 35]. 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 [18]. Assumendo che la liquefazione sia utilizzata ai fini dello stoccaggio dell'idrogeno in sede sia di produzione sia di distribuzione [16, 36], 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 (distribuita in 500 MW su 12 ore diurne e 0 MW su 12 ore notturne) e a una linea di trasporto di 10 km, in Fig. 2 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 [37]. 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 necessita 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.

L'utilizzo delle tecnologie superconduttive nell'impianto proposto si estende al di là della sola linea. Nello schema è indicato un dispositivo SMES (Superconducting Magnetic Stor-

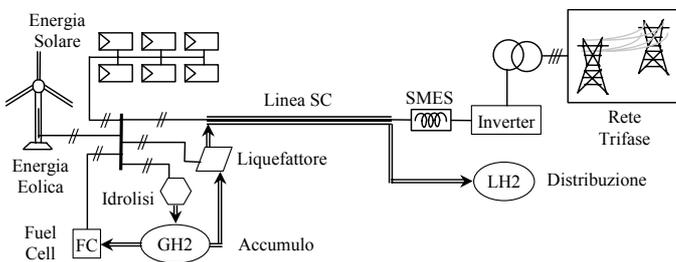


Fig. 1. Rappresentazione schematica dell'impianto: fonti rinnovabili, produzione di idrogeno e accumulo in forma liquida, linea superconduttiva in MgB₂, connessione in rete ed erogazione di LH2.

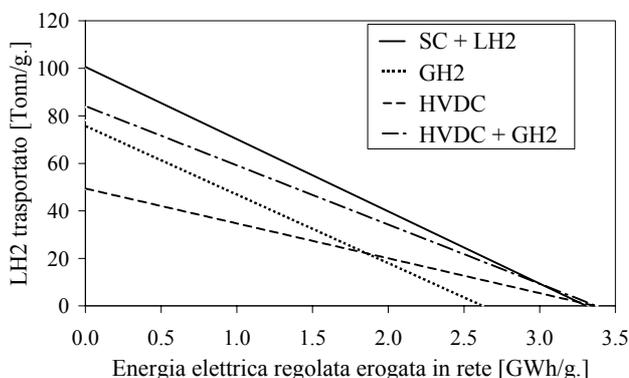


Fig. 2. Confronto energetico tra sistemi di trasporto (produzione elettrica giornaliera 6 GWh, accumulo di 72.6 ton_{LH2}/giorno, e linea di 10 km).

age system), che ha il compito fondamentale di accumulare e rilasciare energia in tempi brevi, per compensare le fluttuazioni veloci di potenza, e di ridurre il ripple di corrente sul cavo contribuendo quindi a contenere le perdite a.c. che sono presenti nel cavo durante i transitori. Sebbene attualmente uno SMES efficiente possa essere realizzato solo con superconduttori LTS (NbTi, Nb3Sn), tale SMES può usufruire dell'LH2 per raffreddare i discendenti di corrente e lo schermo termico del criostato. Infine, un ulteriore vantaggio del sistema superconduttivo integrato rispetto alle soluzioni tradizionali consiste nella possibilità di refrigerare i componenti elettronici di potenza alle temperature criogeniche, ai fini di aumentarne le prestazioni e ridurre le perdite [38, 39, 40].

3. PROPOSTA PER UN IMPIANTO PILOTA

3.1. Collocazione dell'impianto

Viene qui proposta 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:

- 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);
- 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 Fig. 3 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 Fig. 3.

3.2. Progetto della linea

Il progetto della linea ha seguito le seguenti specifiche:

- corrente nominale: 12 kA;
- 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.
- possibilità di trasportare una portata in massa di LH2 variabile fra 0 e 0.7 kg/s (pari a circa 100 MW_{PCS}).
- 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 fun-

zionamento 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.

L' MgB_2 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 [37]. Imponendo il funzionamento in sicurezza fino a 30 K si è dimensionato il cavo con 27 fili di MgB_2 (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 [41, 42], ha portato ad una stima di 2 W/m.

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 Fig. 4 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 [43, 44], e 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 [45].

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 [32, 46]:

a) 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.

b) 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 viene fissato a 25 K.

c) 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 pres-

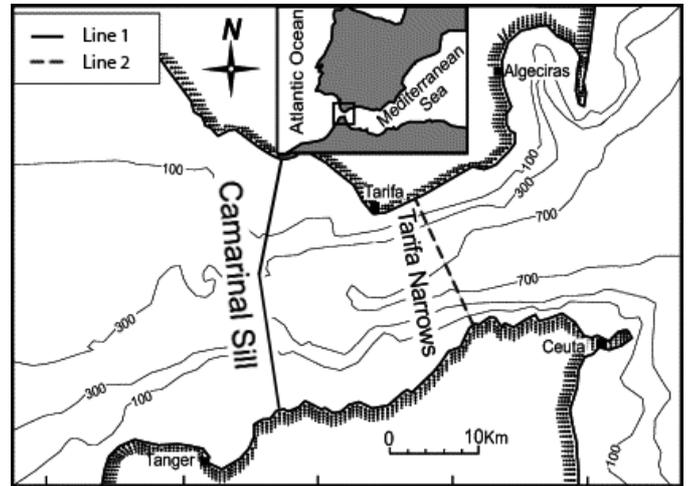


Fig. 3. Mappa dello stretto di Gibilterra coi due tracciati di attraversamento proposti (linea 1 a minima lunghezza, linea 2 a minima profondità).

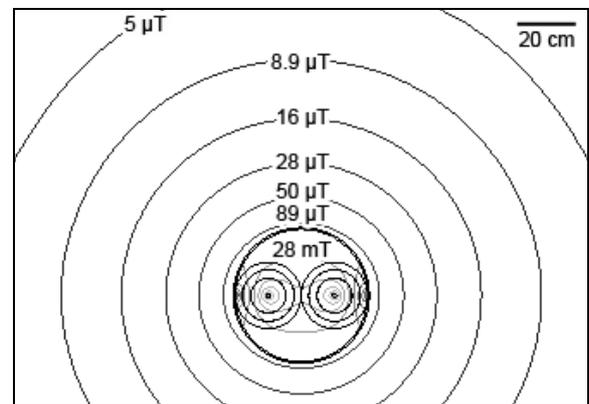


Fig. 4. Mappa del modulo del campo di induzione magnetica prodotto in prossimità della linea (valore tipico del campo naturale terrestre: 40-50 μT).

sione di 3.7 MPa.

d) 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).

3.3. Diagrammi di funzionamento della linea criogenica

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 [37]. Si sono utilizzate le proprietà reali dell'LH2 al variare di pressione e temperatura [46].

In Fig. 5 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. In Fig. 6 e 7 sono tracciati rispettivamente i profili di temperatura e pres-

sione 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 (Fig. 6). 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.

Analogamente, in Fig. 8, 9 e 10 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 mi-

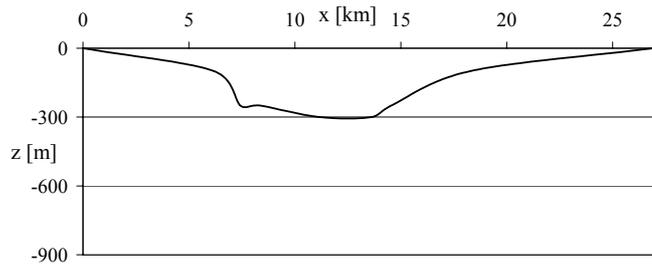


Figura 5. Profilo batimetrico del tracciato (caso 1).

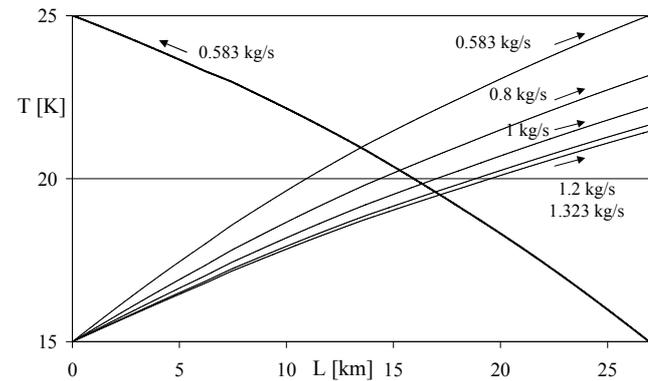


Figura 6. Temperatura dell'LH2 in funzione della lunghezza del cavo (caso 1) nel tubo di mandata, al variare della portata, e nel tubo di ritorno.

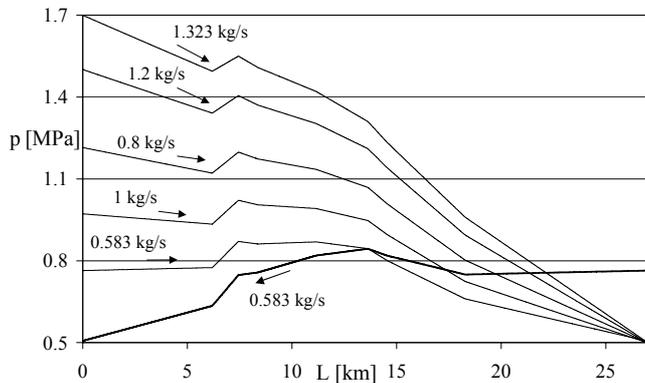


Figura 7. Pressione dell'LH2 in funzione della lunghezza del cavo (caso 1) nel tubo di mandata, al variare della portata, e nel tubo di ritorno.

nima 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.

4. CONCLUSIONI

Fra i possibili scenari energetici a lungo termine 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 possibile. La variabilità della potenza prodotta da fonti rinnovabili deve essere compensata con sistemi di accu-

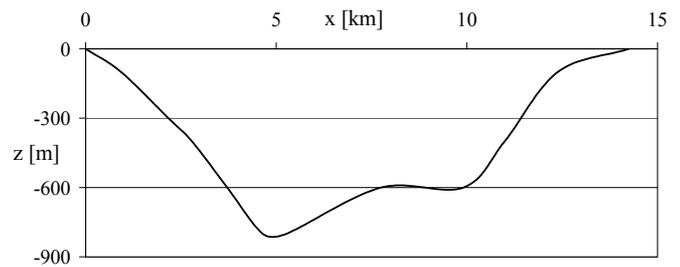


Figura 8. Profilo batimetrico del tracciato (caso 2).

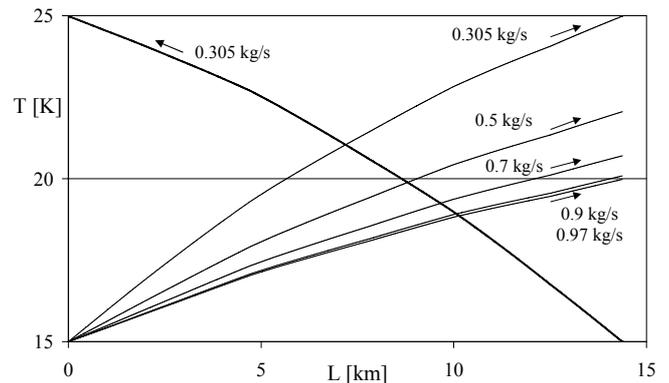


Figura 9. Temperatura dell'LH2 in funzione della lunghezza del cavo (caso 2) nel tubo di mandata, al variare della portata, e nel tubo di ritorno.

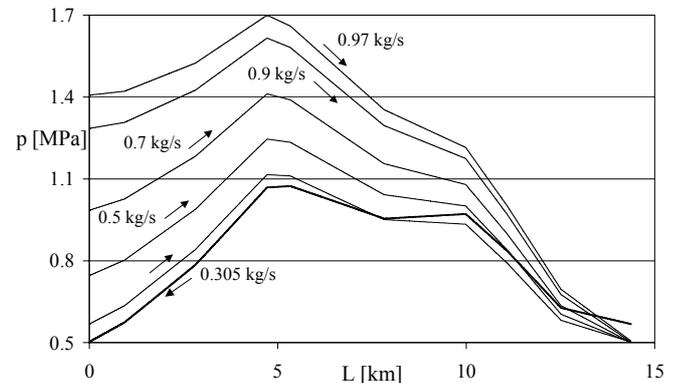


Figura 10. Pressione dell'LH2 in funzione della lunghezza del cavo (caso 2) nel tubo di mandata, al variare della portata, e nel tubo di ritorno.

mulo dell'energia. Inoltre, le aree desertiche 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.

La soluzione proposta ricorre all'idrogeno liquido (LH2) come mezzo di accumulo dell'energia, ed al trasporto combinato di energia elettrica, chimica e termica con linea superconduttiva in MgB2 refrigerata con LH2. Tale soluzione si mostra energeticamente conveniente rispetto alle soluzioni convenzionali confrontabili. Si propone 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 uno stabile collegamento di grande potenza fra la rete elettrica europea e quella nord-africana.

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

1. 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, 2003, p.68.
2. A. Sayigh, World renewable energy, Proc. 3rd World Conf. on Photovoltaic En. Conv., Osaka (J), 2003, pp.2556-2561.
3. R. Swisher, et al., Strong winds on the horizon: wind power comes of age, IEE Proc., vol.89 (12), 2003, pp.1757-1764.
4. 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.
5. Y.A. Kazachov, et al., Modeling wind farms for power system stability studies, Proc. IEEE Power Eng. Soc. General meeting 2003, vol.3, pp.1526-1533.
6. R. Doherty, M. O'Malley, Quantifying reserve demands due to increasing wind power penetration, Proc. IEEE Power Tech Conf., Bologna (I) 2003, vol.2, pp.5-9.
7. J. Usaola, et al., Transient stability studies in grids with great wind power penetration, Modelling issues and operation requirements, Proc. IEEE Power Eng. Soc. General Meeting, 2003, vol.3, pp.1534-1541.
8. W. Leonhard, K. Müller, Balancing fluctuating wind energy with fossil power stations - where are the limits?, Electra n.204, Oct. 2002, pp.12-18.
9. —, International Energy Annual 2003, Energy Information Administration, D.O.E., Washington (DC), pp.293-332.
10. D.W. Aitken, Transitioning to a Renewable Energy Future, ISES White Paper 2003, whitepaper.ises.org
11. Jochen Siemer, New 10 MW solar park completely on line in Germany, Photon International, Jan. 2005, p.7.
12. —, Idrogeno energia del futuro, pubblicazione ENEA, 2003, www.enea.it/com/web/pubblicazioni/opuscoli.html
13. F. Wilkins et al., National Hydrogen Energy Roadmap. U.S. Department of Energy, Washington (DC), April 2-3, 2002.
14. K. Adamson, Hydrogen from renewable resources, the hundred year commitment, Energy Policy, vol.32, 2004, pp.1231-1242.
15. I. Dincer, Technical, environmental and exergetic aspects of hydrogen energy systems, Int. J. of Hydrogen Energy, vol.27, 2002, pp.265-285.
16. —, California Hydrogen Fueling Station Guidelines, California Energy Commission, TIAX LLC, Sept. 2004.
17. 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.
18. W. A. Amos, Costs of Storing and Transporting Hydrogen, National Renewable Energy Laboratory, Nov. 1998.
19. W. Lu, B.T. Ooi, Multiterminal LVDC system for optimal acquisition of power in windfarm using induction generators, IEEE Trans. Pow. El., vol.17 (4), 2002, pp.558-563.
20. W. Lu, B.T. Ooi, Optimal acquisition and aggregation of offshore wind power by multiterminal voltage-source HVDC, IEEE Trans. Pow. Del., 2003, vol.18 (1), pp.201-206.
21. R. Rudervall, et al., High Voltage Direct Current (HVDC) Transmission Systems Technology Review Paper, web.worldbank.org
22. X. Chen, E. Spooner, Grid power quality with variable speed wind turbines, IEEE Trans. En. Conv., vol.16 (2), 2001, pp.148-154.
23. H. De Battista, R.J. Mantz, Dynamical variable structure controller for power regulation of wind energy conversion systems, IEEE Trans. En. Conv., vol.19 (4), 2004, pp.756-763.
24. J. Ostergaard, et al., A new concept for superconducting DC transmission from wind farm, Physica C 372-376, 2002, pp.1560-1563.
25. D.U. Gusber, Superconductivity: an emerging power-dense energy-efficient technology, IEEE Trans. Appl. Supercond., vol.14 (4), 2004, pp.2037-2046.
26. Z. Xiaoqian, et al., The Three Gorges power grid and its development, Cigré Session, Paris (F) 1998, Paper 37-203.
27. G. Venkataramanam, B. Johnson, A superconducting DC transmission system based on VSC transmission technologies, IEEE Trans. Appl. Supercond., vol.13 (2), 2003, pp.1922-1925.
28. D. Politano, et al., Technical and economical assessment of HTS cables, IEEE Trans. Appl. Supercond., vol.11 (1), 2001, pp.2477-2480.
29. T.P. Beales et al., A dc transmission cable prototype using high temperature superconductors, Supercond. Sci. and Tech., vol.9, 1996, pp.43-47.
30. Y.B. Lin, et al., Development of HTS transmission power cable, IEEE Trans. Appl. Supercond., vol.11 (1), 2001, p.2371.
31. P.M. Grant, Will MgB₂ Work? The Industrial Physicist, American Institute of Physics, Oct./Nov. 2001.
32. R.Flukiger, et al., Superconducting properties of MgB₂ tapes and wires, Physica C 385, 2003, pp.286-305.
33. C.W. Chu, A.J. Jacobson, HTS/LH₂ SuperGrid: An Energy Super Highway in the U.S. for the New Millennium, 6th European Conf. Appl. Supercond., Sorrento (I), 14-18 Sept. 2003.
34. T.J. Overbye, et al., National Energy SuperGrid Workshop Report, 6-8 Nov. 2002, Palo Alto (CA).
35. H. Quack, Conceptual design of a high efficiency large capacity hydrogen liquifier. Advances in Cryogenic Engineering, Proc. of the Cryog. Eng. Conf., 2002, vol.47.
36. W. Peschka, Liquid Hydrogen, Fuel of the Future, Springer-Verlag, New York, 1992.
37. M. Breschi, M. Fabbri, A. Morandi, F. Negrini, P. L. Ribani, L. Trevisani, Possibili scenari di impiego dei superconduttori SAT nei sistemi elettrici per l'energia, DIE Report CESI/U1439, Bologna (I), Nov. 2004.
38. A.I. Gardiner, et al., Operation of power electronic converters at cryogenic temperatures for utility energy conditioning application, Proc. of the 31st Intersociety, vol.4, pp.2209-2214.
39. R.R. Ward, et al., Ge semiconductor devices for cryogenic power electronics - II, J. Phys. IV, vol.12, 2002, pp. Pr3-67-70.
40. R.R. Ward, et al., Ge semiconductor devices for cryogenic power electronics - III, Proc. ISPSD 2003, pp.321-324.
41. H. Neumann, Concept for thermal insulation arrangement within a flexible cryostat for HTS power cables, Cryogenics, vol.44, 2004, pp.93-99.
42. Cryoflex® Transfer Lines for Liquid Gases, www.nexans.com
43. CEI ENV 50166-1, European Norm, May 1995.
44. ICNIRP, Guidelines for limiting exposure to time-varying electric, magnetic and electromagnetic fields (up to 300 GHz), Health Physics, 1998, vol.74 (4).
45. S. Maruyama, et al., Development of a 500-kV DC XLPE Cable System, Furukawa Review, n.25, 2004, pp.47-52.
46. Thermophysical Properties of Fluid Systems, NIST Standard Ref. Database n.69, webbook.nist.gov/chemistry/fluid/