



OSSERVATORIO
PER L'ENERGIA
«MARIO SILVESTRI»

di Giancarlo Manzoni * e Maurizio Delfanti **

ECONOMIA DELLA TRASMISSIONE ELETTRICA

An analysis is presented of the impact of HV and EHV transmission costs on the final value of the kWh supplied, with reference both to transmission systems of the European type and to long distance point-to-point transmission links. The analysis is extended to AC transmission by underground cables and to HVDC submarine and aerial links. In the European power system, the impact of transmission costs results to be usually modest, but it may become important in the case of network congestions.

L'articolo esamina l'incidenza del costo della trasmissione ad alta ed altissima tensione sul valore finale del kWh, sia con riferimento ad esempi di tipo europeo, sia per trasmissioni su lunga distanza. Le considerazioni economiche vengono estese alla trasmissione con cavi interrati ed a quella in corrente continua, sia terrestre che sottomarina. Normalmente poco incidente sul costo finale del kWh nei sistemi elettrici europei, la trasmissione può invece diventare una componente significativa in caso di congestioni di rete.

(ad altissima tensione, ossia a 220 kV ed oltre); linee AT (ad alta tensione, tra 30 e 150 kV); linee MT (a media tensione, da oltre 1 kV a 30 kV) e BT (a bassa tensione, in Europa a 230 V di fase e 400 V concatenati).

1. LE RETI ELETTRICHE DI TRASMISSIONE E DISTRIBUZIONE

L'insieme delle linee e delle stazioni di trasformazione ad alta ed altissima tensione costituisce la rete di trasmissione, che assume una «struttura magliata»⁽¹⁾ con punti di immissione dell'energia elettrica (le centrali) e punti di prelievo (le stazioni di trasformazione verso le reti a tensione inferiore), tra di loro collegati da una «rete» di elettrodotti che interconnettono le varie stazioni AAT ed AT. In Europa la rete copre a larghe maglie, con distanze tra i nodi dell'ordine di 30-100 km e potenze per linea dell'ordine di centinaia di MW, l'intero territorio. Essa, oltre ad assicurare il trasporto dell'elettricità dalle centrali ai più vicini centri di consumo, ha anche la funzione di interconnettere i centri di produzione e consumo non solo nazionali ma anche transnazionali al fine di ottimizzare la produzione e permettere una funzione di soccorso in caso di fuori servizio di centrali e linee.

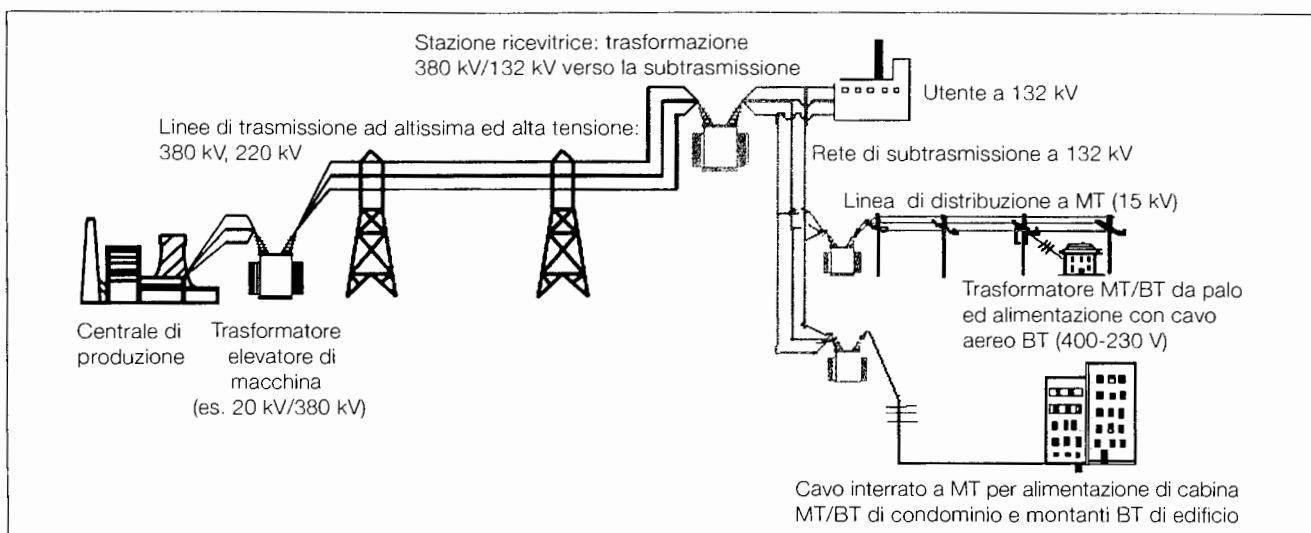
L'elettricità è un «vettore energetico» in quanto permette di trasportare con facilità l'energia ricavata in centrale dalla fonte primaria e distribuirla capillarmente presso gli utilizzatori dove viene di nuovo trasformata in altre forme di energia (luminosa, meccanica, termica, etc.).

La fornitura di energia elettrica partendo dalle centrali (Fig. 1) presuppone dunque la costruzione di «linee elettriche» per il suo trasporto; a seconda della tensione d'esercizio, si distinguono linee AAT

* Enginet srl, Milano
gc.manzoni@tiscali.it

** Dipartimento di Energia,
Politecnico di Milano
maurizio.delfanti@polimi.it

Fig.1 - IL PERCORSO DELL'ELETTRICITÀ DALLA CENTRALE AL CONSUMATORE



Dalle stazioni di trasformazione (2) AT/MT (dette comunemente cabine primarie) si dipartono le linee di distribuzione a media tensione, con lunghezze dell'ordine di 10 km, potenza per linea di circa 10 MW e spesso, particolarmente nelle città, realizzate in cavo interrato. Tali linee raggiungono le cabine secondarie dove viene effettuata un'ulteriore trasformazione da media a bassa tensione per la consegna all'utenza diffusa. La consegna finale, effettuata in BT (a 400 V nel caso di utenze trifasi, oppure a 230 V nel caso di utenze monofasi), è prevalentemente basata su linee aeree (3) nelle zone rurali e su cavi interrati nelle zone cittadine. Tutte queste reti sono a struttura «radiale», senza alcuna chiusura ad anello (4) e quindi con la potenza che fluisce dalle tensioni più alte verso le basse, ramificandosi via via in mille rivoli.

2. INCIDENZA DEI COSTI DI TRASMISSIONE E DISTRIBUZIONE

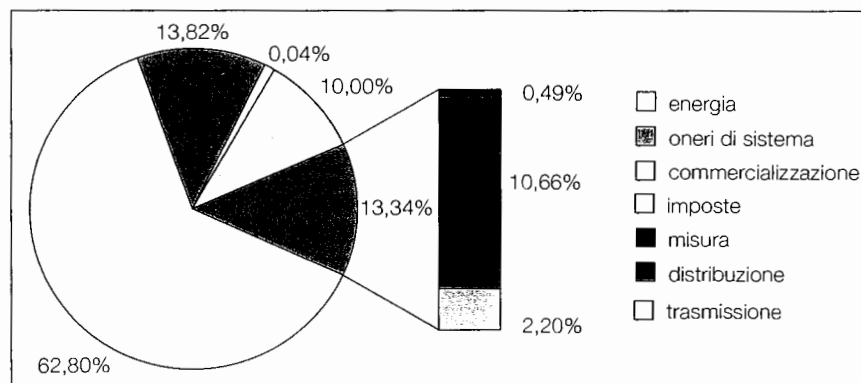
La struttura magliata della rete di trasmissione permette di compensare le eccedenze e le carenze di produzione tra

varie regioni riducendo, a pari sicurezza di approvvigionamento, la necessità di riserve; inoltre permette di utilizzare al meglio la produzione delle centrali, impiegando in ogni istante le più economiche. Naturalmente ciò comporta un costo che deriva essenzialmente da tre voci: gli oneri per l'installazione della rete (linee e stazioni); gli oneri per la sua manutenzione ed esercizio (O&M); gli oneri connessi alle perdite di energia nel percorso che l'elettricità compie sulla rete (principalmente le dispersioni di energia dovute al riscaldamento dei conduttori percorsi dalla corrente, sotto forma di perdite Joule). Senza entrare

fin da ora in un esame dettagliato di tali voci, può essere utile ricordare la loro incidenza sul costo dell'energia addebitato a un cliente finale.

Dalla Fig. 2 si nota la modesta quota (2,2%) degli oneri di trasmissione, mentre appare più sensibile l'onere legato alla distribuzione (10,66%): una giustificazione di questa diversa incidenza si ritrova pure nella consistenza degli impianti associati a ciascuna funzione. Infatti le stazioni AT/AAT di trasmissione sono qualche centinaio, le stazioni di trasformazione AT/MT (le cosiddette cabine primarie) oltre 2.000, le cabine secondarie (trasformazione MT/BT) oltre

Fig. 2 - COMPOSIZIONE DEL COSTO DELL'ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA (1) (1° trim. 2008)



(1) I dati si riferiscono a un cliente finale BT non domestico, ricompreso nel servizio di maggiore tutela, secondo i parametri fissati dall'AEEG per il 1° trimestre 2008.

500.000. È opportuno rimarcare che la ripartizione percentuale sopra riportata non comprende i costi delle perdite di energia elettrica. Tali costi, secondo il disegno del mercato italiano, sono attribuiti in toto agli utenti finali direttamente nella quota relativa al costo dell'energia elettrica (coefficienti convenzionali⁽⁵⁾ e costo del dispacciamento): non rientrano quindi nella quota relativa alla trasmissione⁽⁶⁾.

Nel seguito saranno esaminati i costi della sola trasmissione, tralasciando la rete di distribuzione, e si daranno esempi delle conseguenze economiche dei vincoli da essa eventualmente imposti (congestioni di rete). Quest'ultimo aspetto è significativo perché, al di là della modesta incidenza dei suoi oneri diretti, la rete di trasmissione può causare importanti aumenti indiretti nel costo finale dell'energia elettrica, in particolare quando limitazioni alla capacità di trasmissione impongono (vedi par. 6) di utilizzare produzioni più costose, invece di altre disponibili a costi inferiori.

3. LE TECNOLOGIE IMPIEGATE PER LA TRASMISSIONE

Esistono due tecnologie alternative per trasmettere grandi potenze elettriche: la trasmissione in corrente alternata e la trasmissione in corrente continua.

Prima di fornire qualche dettaglio circa le due tecnologie, è opportuno ricordare i motivi per cui la trasmissione di elettricità viene abitualmente effettuata ad un livello di tensione il più possibile elevato: le perdite Joule (p) sono proporzionali al quadrato della corrente (I) che circola nei conduttori, moltiplicato per la resistenza (R). In generale, si ha:

$$p \propto RI^2$$

A sua volta, la corrente I , nell'ovvia ipotesi di fissare la potenza attiva da trasportare (P), è inversamente proporzionale alla tensione impiegata (V), in quanto vale:

$$P \propto VI$$

In definitiva, innalzare il più possibile la tensione impiegata per la trasmissione consente di contenere le perdite e di conseguire un rendimento elevato.

3.1. Trasmissione in corrente alternata

Le reti di trasmissione funzionano oggi in tutto il mondo in corrente alternata (*Alternate Current*, AC), tecnologia che ha soppiantato l'iniziale trasmissione in corrente continua (*Direct Current*, DC), grazie soprattutto all'invenzione del trasformatore, macchina statica robustissima che consente di convertire, con rendimenti prossimi al 100%, i parametri di tensione e corrente in uscita rispetto a quelli in ingresso. Infatti, denotate con il pedice 1 le grandezze in ingresso (primarie) e con 2 quelle in uscita (secondarie), si ha:

$$V_2 = (N_2/N_1) V_1; \quad I_2 = (N_1/N_2) I_1; \\ P_1 = V_1 I_1 \approx P_2 = V_2 I_2$$

La trasmissione in AC dalle centrali verso le zone di consumo avviene con il sistema trifase (le tre sinusoidi delle tensioni e delle correnti sono tra loro sfasate di 120°) e quindi con tre conduttori per elettrodotto. In questo caso, la potenza attiva complessivamente trasportata dall'elettrodotto vale:

$$P = 3 E I \cos \phi$$

dove E esprime la tensione di fase, cioè la tensione a cui cia-

scun conduttore è esercito rispetto al potenziale di riferimento (potenziale di terra), e $\cos \phi$ rappresenta il fattore di potenza, ovvero il coseno dell'angolo di sfasamento tra le sinusoidi rappresentative di tensione e corrente; per quanto riguarda le linee di trasmissione, il valore di $\cos \phi$ è generalmente prossimo all'unità⁽⁷⁾.

Per il motivo sopra ricordato di contenimento delle perdite, che in questo caso valgono $p = 3 R I^2$ dove R è la resistenza della linea, si utilizzano linee elettriche a tensione assai elevata (AAT), dell'ordine di centinaia di kV. L'impiego dei trasformatori permette infatti di innalzare a tali elevatissimi valori la tensione all'uscita dalle centrali (dove per motivi tecnologici la produzione di energia elettrica può avvenire ad un livello di tensione limitato, tipicamente 10-20 kV) e di ridurre poi progressivamente il livello di tensione, man mano che la potenza in arrivo dalle linee AAT si suddivide tra gli elettrodotti ad AT e poi a MT ed a BT che arrivano fino all'utenza (l'utilizzo finale avviene, per motivi sia tecnologici sia di sicurezza, in BT o, in rari casi, in MT).

3.2. Trasmissione in corrente continua

Nei sistemi di trasmissione in corrente continua, l'energia elettrica prelevata in una centrale di produzione, o in un punto della rete in corrente alternata (AC), viene convertita in corrente continua (DC) tramite una «stazione di conversione» e poi trasmessa da una linea elettrica, aerea o in cavo, alla stazione di arrivo, analoga a quella di partenza, dove viene ritrasformata in corrente alternata e immessa nella rete AC.

La trasmissione in DC richiede importanti e costose stazioni di conversione agli

estremi, ma consente elettrodotti con due soli conduttori (polo positivo e polo negativo) rispetto ai tre della trasmissione trifase in AC; la trasmissione DC diventa quindi conveniente rispetto alla trasmissione AC quando il minor costo dell'elettrodotto pareggia, al crescere della lunghezza, il maggior costo delle stazioni: ciò avviene per grandi potenze e per distanze dell'ordine di 600-800 km nel caso di linee aeree (Weimers 2005) ma di soli 30-40 km per i costosi collegamenti con cavi interrati o sottomarini (distanze superiori in cavo AC non sono comunque realizzabili per problemi di reattivo, meglio dettagliati nel par. 4.2).

4. L'ECONOMIA DELLA TRASMISSIONE IN AC

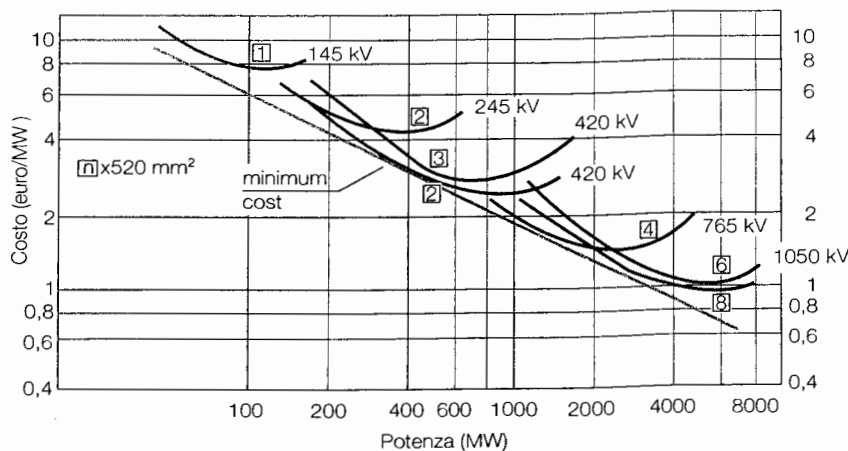
Con riferimento alle linee in AC, di gran lunga prevalenti in Europa dove la trasmissione DC è praticamente utilizzata solo per tratti sottomarini, è interessante esaminare i costi relativi della trasmissione con linee aeree (che l'opinione pubblica vorrebbe limitare per ragioni prevalentemente legate all'impatto visivo) rispetto a quella con cavi interrati.

4.1. Trasmissione con elettrodotti aerei

Per una linea trifase prefissata, definita essenzialmente dalla sezione dei conduttori di fase e dalla tensione di esercizio, gli oneri annui che incidono sul costo della potenza e dell'energia trasmessa sono:

- le quote di ammortamento del capitale investito;
- le spese di manutenzione ed esercizio (O&M);
- gli oneri legati alle dissipazioni di energia lungo la linea (perdite). Tali oneri crescono all'aumentare delle ore

Fig. 3 - CONFRONTI ECONOMICI PER IL TRASPORTO PUNTO-PUNTO IN AC AL VARIARE DELLA TENSIONE E DELLA POTENZA



annue di utilizzazione della linea stessa.

La Fig. 3 confronta i costi totali annui rapportati alla potenza trasmessa (costi unitari) per diversi tipi di linee aeree, aventi differenti tensioni nominali e sezioni dei conduttori (8).

Per ogni tipologia di linea i primi due termini incidono sul costo unitario del trasporto (euro/MW) in modo decrescente all'aumentare della potenza trasmessa, mentre l'onere dovuto alle perdite cresce all'incirca con legge quadratica: ne discende che per ogni linea prefissata esiste una potenza ottimale di trasporto, come evidente da ciascuna delle curve di Fig. 3. Si può notare che scostamenti anche sensibili, rispetto a tali ottimi, sono accettabili, data la natura «piatta» della curva di costo in vicinanza del minimo; ad esempio le linee a 400 kV, attualmente utilizzate in Europa per i grandi trasporti, si prestano ottimamente per potenze dell'ordine di 400-1.600 MW.

Tuttavia, quando le potenze da trasmettere aumentano

notevolmente, diventa conveniente utilizzare linee a tensione più elevata: mentre infatti il loro costo aumenta circa linearmente al crescere della tensione, la potenza ottima trasmissibile aumenta con legge quadratica. Ciò spiega perché nei Paesi dove è più sentita la necessità di trasporti massicci lungo una direttrice, sono oggi utilizzate tensioni più elevate (fino a un milione di volt); per converso, ciò spiega pure perché in Europa, con potenze da trasportare inizialmente modeste, nel corso del secolo passato si è sviluppata dapprima una rete a 110-145 kV, poi a 220 kV ed ora a 400 kV.

Si osservi che, fissata la potenza da trasportare ed il suo andamento annuo, esiste in teoria una specifica tensione e sezione dei conduttori, cioè una linea, che è ottimale per quel caso. Tuttavia ci si è resi conto fin dalle prime installazioni che era necessario unificare i livelli di tensione, in modo da poter connettere direttamente tra loro le linee, creando le reti magliate con la conseguente capacità di mutua

Tab. 1 - LIVELLI DI TENSIONE E POTENZE TRASMISSIBILI

Tensione (1) (kV)	132	220	380	765 (2)	1.000-1.200 (3)
Potenza (MVA)	150	300	800	2.000	4.000-5.000

(1) La tensione massima di riferimento per l'isolamento è di circa il 10% superiore ai valori indicati. (2) Russia, Canada, USA, Brasile, Cina, etc. (3) Giappone, per ora esercita a 500 kV.

riserva. La Tab. 1 presenta i valori unificati più comunemente usati, con le relative potenze ottime trasmissibili.

Le curve di Fig. 3 fanno riferimento a situazioni medie. In realtà il costo del trasporto incide sul MWh trasmesso in modo assai diverso a seconda dell'utilizzazione della linea e cioè della potenza e dell'energia effettivamente trasmesse.

La Fig. 4 mostra, in valori assoluti ⁽⁹⁾ e per una linea di lunghezza unitaria (1 km), il costo del trasporto (euro/MWh) per linee aeree a varie tensioni e per diverse utilizzazioni, ossia numero di ore annue (h) equivalenti di funzionamento a piena potenza.

Ad esempio, per linee a 400 kV con bassa utilizzazione annua (h = 1.000) si hanno costi di trasporto dell'ordine di 0,04 euro/MWh/km, che diventano 2 euro/MWh per una lunghezza di 50 km, valori che rispecchiano la situazione di molte linee italiane interne al Paese.

Se invece si considerano ore di utilizzazione elevate (tipico il caso delle linee a 400 kV che ci interconnettono coi Paesi vicini e che trasportano circa 800-1.000 MW con continuità), tale costo scende a 0,01 euro/MWh/km, ossia circa 1 euro/

MWh su una tipica distanza per tali linee di 80-100 km. In ogni caso si tratta di valori dell'ordine di pochi percento del costo finale del kWh, valori che non aumentano di molto se viene aggiunto anche l'onere relativo alle stazioni terminali della linea e che confermano i dati a consuntivo di Fig. 2.

Oneri di trasmissione così modesti non valgono ovviamente per linee molto lunghe, quali quelle utilizzate in Paesi extraeuropei (Brasile, India, Cina, etc.) per collegare centrali remote di grandissima potenza a zone di carico. In tali casi, come pure per attraversamenti marini, si utilizzano anche collegamenti in corrente continua (HVDC) come illustrato più avanti ed i costi del trasporto raggiungono, su distanze dell'ordine di 800-1.500 km, valori attorno al 10% del costo di produzione.

4.2. Trasmissione con cavi interrati

La trasmissione in corrente alternata con cavi interrati è proponibile solo per tratti non troppo lunghi, qualche decina di km al massimo: il cavo si comporta infatti come

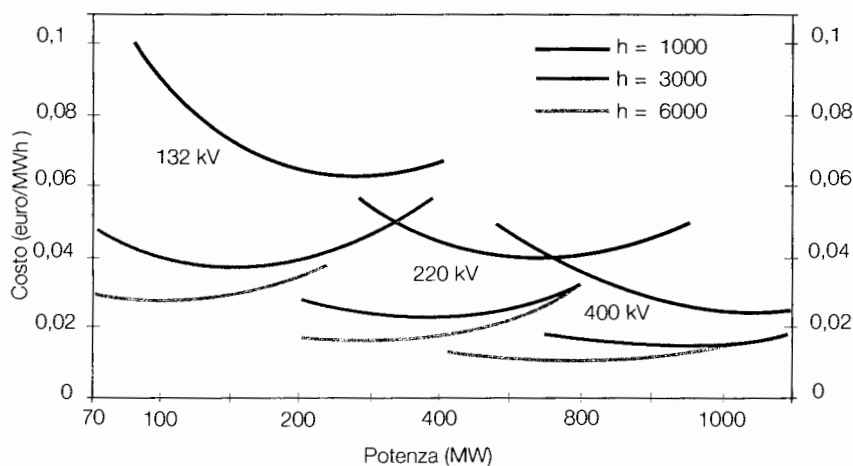
un condensatore ⁽¹⁰⁾ di capacità crescente al crescere della sua lunghezza, con conseguente produzione di potenza reattiva che ne «impegna» sempre più la portata, a scapito della componente attiva che si vuol trasmettere.

Un ulteriore ostacolo all'impiego di cavi interrati, anche per distanze modeste, è rappresentato dal costo: infatti, una linea interrata in alta tensione costa da 5 a 10 volte una linea aerea di pari portata; ad esempio, per trasportare 2.000 MW su una decina di km la soluzione in cavo interrato presenta costi di installazione dell'ordine di 3,5 mil. euro/km rispetto al costo di 0,35 mil. euro/km della linea a 400 kV sopra citata (Benato et al. 2006).

Un recente studio Cigre rileva tuttavia come questi rapporti di costo siano molto aleatori e come svariati fattori (le condizioni di posa dei cavi, le perdite, la necessità di smaltire il calore disperso nel terreno, la durata di riparazione di eventuali guasti, etc.) possano, caso per caso, far variare notevolmente i costi (Cigre 2007).

In particolare il cavo interrato presenta un ingombro territoriale decisamente inferiore alla linea aerea e ciò gioca a suo favore quando si tratta di attraversare zone di pregio di modesta lunghezza, dove il costo del terreno è elevato. Si calcola che, su un tratto di 10 km, i costi delle due soluzioni sopra citate diventano equivalenti quando il valore del terreno raggiunge i 34 euro/m² (Benato et al. 2006). È poi evidente che il cavo diventa l'unica soluzione praticabile in ambito cittadino, o comunque in zone fortemente antropizzate, dove nuove linee aeree non siano realizzabili sia per l'impatto visivo, sia per i vincoli circa il cosiddetto inquinamento elettromagnetico ⁽¹¹⁾.

Fig. 4 - COSTO DEL TRASPORTO SU UNA LINEA DI 1 KM, AL VARIARE DELLA POTENZA TRASMESSA, PER DIVERSI LIVELLI DI TENSIONE E DIFFERENTI UTILIZZAZIONI ORARIE DELLA LINEA



Le considerazioni suddette, unitamente all'impossibilità di realizzare collegamenti molto lunghi in cavo AC, spiegano perché tale tecnologia sia principalmente utilizzata per i collegamenti in area urbana a tensione non particolarmente elevata: sempre lo studio Cigre prima citato riporta, da un'inchiesta internazionale, le seguenti percentuali di lunghezza di rete interrata: 0,5% per i livelli ad altissima tensione (315-500 kV); 1,7% per i livelli 230-314 kV; 2,9% per la fascia 110-219 kV e 7% per i livelli 50-109 (i più usati nelle città).

In Italia, oltre ai numerosi collegamenti in cavo interrato ad altissima tensione presenti da tempo o realizzati recentemente nelle grandi città, esistono impieghi anche in zone non cittadine, quali ad esempio il tratto interrato della linea a 380 kV tra Turbigo e Rho (Bruno et al. 2007): quest'ultima realizzazione ha consentito di risolvere un problema di congestione di rete⁽¹²⁾ che limitava da ormai vent'anni, e con crescente incidenza, i transiti di potenza dalla parte occidentale dell'area nord del Paese verso l'importantissima zona di carico costituita dalla città di Milano e, più in generale, dalla Lombardia centrale.

5. L'ECONOMIA DELLA TRASMISSIONE IN CORRENTE CONTINUA

Come già accennato in precedenza, la tecnologia *High Voltage Direct Current* (HVDC) viene generalmente impiegata, come alternativa più economica alla trasmissione in AC, quando sia necessario trasmettere grandi potenze su distanze superiori a circa 600-800 km nel caso di linee terrestri e superiori ai 30-50 km per linee sottomarine in cavo (Manzoni et al. 2005). Pur essendo la tra-

missione DC enormemente meno diffusa della trasmissione AC, la potenza nominale degli impianti HVDC installati nel mondo supera i 40.000 MW.

L'entità delle distanze citate sopra chiarisce perché, in Paesi densamente abitati come quelli europei, le applicazioni della trasmissione in corrente continua siano praticamente destinate solo agli attraversamenti marini: nel Mar Baltico da Svezia e Norvegia verso Danimarca e Germania, nella Manica tra Francia e Inghilterra; dal continente verso le isole mediterranee (Corsica, Sardegna, Baleari, etc.).

Da punto di vista economico, si nota che le grandi distanze terrestri e gli elevati costi dei cavi sottomarini innalzano sensibilmente l'incidenza del trasporto sul costo dell'elettricità, rispetto al caso abituale in Europa di trasmissione con linee aeree in AC su distanze medie dell'ordine di 50 km: si possono avere incidenze, incluso il costo delle perdite, che – per le distanze maggiori – si avvicinano al 10% del costo di produzione.

Pertanto un effettivo vantaggio economico, rispetto all'alternativa di installare una centrale di produzione in vicinanza dei centri di consumo, si manifesta solo quando le potenze da trasportare su lunghe distanze sono molto elevate (riduzione dei costi per effetto scala, come illustrato in Fig. 4 per la trasmissione AC) e quando la produzione remota è decisamente meno costosa di una potenziale produzione locale. Ciò avviene certamente per i grandi impianti idraulici di Brasile, Canada, Cina, India, etc. che hanno potenze installate di migliaia di MW e che distano spesso 800-1.000 km dai centri di consumo.

Un altro fattore che può incidere sensibilmente sulla de-

Tab. 2 - HVDC: COSTI INDICATIVI DI UN COLLEGAMENTO IN LINEA AEREA BIPOLARE⁽¹⁾ (mil. doll.)

Costo delle stazioni	420
Costi della trasmissione	1.350
Costo annuo di O&M	1,2

⁽¹⁾ Relativamente alla trasmissione di 3.000 MW su una distanza di 1.200 km con un cavo bipolare a +/-500 kV.

cisione di investimenti così importanti è rappresentato dalla durata attesa delle suddette differenze tra i costi di produzione; se si prevede che continuino per molti anni, è possibile diluire il recupero del capitale su un periodo lungo, riducendo quindi l'incidenza del trasporto. È noto infatti che le infrastrutture elettriche, linee e stazioni, hanno vita molto lunga, superiore ai 30 anni.

5.1. Collegamenti terrestri in HVDC

Con riferimento al collegamento di grandi centrali idrauliche, tramite HVDC terrestre, si riportano a titolo indicativo alcuni dati di costo relativi alla trasmissione di 3.000 MW su distanza di 1.200 km con un cavo bipolare a +/- 500 kV (Tab. 2). Da tali valori discende un'incidenza del costo del trasporto sul costo dell'energia di circa 9 doll./MWh (vita 30 anni, $i = 9\%$).

Tale costo, anche se relativamente elevato, rappresenta meno del 10% del costo di produzione delle più efficienti centrali a gas (i cicli combinati) che potrebbero essere installate direttamente in vicinanza delle zone di consumo. Si spiega quindi la convenienza a trasportare verso tali zone la produzione proveniente da fonti energetiche (ad esempio idrauliche) assai lontane che presentano costi di produzione inferiori.

A proposito di quest'ultimo aspetto si noti che le grandi centrali idrauliche, tipo Three Gorges in Cina (18,2 GW) o

Itaipù in Brasile (14 GW) ed i relativi sistemi di trasmissione su lunga distanza, a fronte di un costo di esercizio ridotto, richiedono grandi investimenti iniziali, che tuttavia possono essere ammortizzati su molti anni data la grande durata di vita di tali impianti; questo tipo di investimento è praticabile quasi solo per mano pubblica, in quanto difficilmente rientra nell'obiettivo di investitori a breve termine, come molti produttori indipendenti nati dopo la liberalizzazione dei sistemi elettrici.

5.2. Collegamenti sottomarini in HVDC

Anche i collegamenti sottomarini europei nel Mar Baltico o attraverso la Manica si giustificano per le differenze che esistono, almeno in certi periodi dell'anno e in certe ore del giorno, tra il costo, ad esempio, della produzione idraulica in Norvegia o dell'energia nucleare in Francia e quello di altre aree europee alimentate prevalentemente da centrali termoelettriche tradizionali.

Più incerta la convenienza economica nel caso dei collegamenti sottomarini allo studio nel Mediterraneo, tra il Nord Africa (Algeria, Tunisia, Libia) ed il Sud Europa (Italia e Spagna): per queste iniziative sono stati effettuati approfonditi studi di fattibilità peraltro senza finora giungere a una decisione definitiva di investimento (Manzoni et al. 2005).

Ad esempio, nel caso Algeria-Spagna (progetto di una centrale dedicata in Algeria, del tipo a ciclo combinato alimentato a gas naturale, e di un collegamento atto a trasportare 1.000 MW in CC, a +/-500 kV, con un tratto in cavo sottomarino di 240 km ed un costo totale dell'ordine di 400 mil. euro) i risultati dello stu-

dio di fattibilità hanno mostrato «un leggero squilibrio negativo tra costi e ricavi» e non indicano in modo sicuro la fattibilità o non fattibilità finanziaria del progetto. Essi indicano peraltro che «la convenienza del progetto è fortemente influenzata, oltre che dai costi della trasmissione, dai costi di produzione dell'elettricità in Algeria (prezzo del gas e costi di finanziamento della centrale) e dal prezzo di vendita in Spagna». Sostanzialmente risultava, al momento, non sufficientemente elevata e di sicura durata negli anni la differenza tra il prezzo di vendita in Spagna ed il costo di produzione in Algeria più quello del trasporto.

6. EFFETTO DEI VINCOLI DI TRASMISSIONE SUI COSTI

Si è visto che, in generale, i costi diretti della trasmissione incidono per una quota assai modesta (1-2%) sui costi finali dell'elettricità: questo vale in modo particolare per l'Europa, che ha distanze medie di trasporto brevi. Tuttavia la rete di trasmissione può introdurre penalizzazioni assai più importanti quando crea ostacoli alle transazioni commerciali tra i diversi operatori: questo accade quando la capacità di trasmissione è insufficiente a permettere gli scambi tra diverse aree, scambi che sarebbero richiesti dalla scelta di accettare le offerte più convenienti⁽¹³⁾.

Un primo esempio di tali situazioni (dette comunemente congestioni di rete, a indicare le difficoltà che la rete incontra nello smistare flussi di potenza eccessivi su particolari direttrici) è già stato fatto nel par. 4.2. Infatti, prima della costruzione della Turbigo-Rho non era possibile sfruttare appieno la potenza proveniente

dalla frontiera nord-ovest (nucleare francese) insieme alla produzione di centrali presenti nella zona (Roncovalgrande, Turbigo) per soddisfare l'ingente carico della città di Milano e dell'area circostante, fortemente industrializzata. Altro esempio simile, interno al sistema nazionale, è il caso dei vincoli (congestioni) al trasporto dal Nord verso il Centro Italia, oppure da aree eccedentarie (come la Puglia) verso aree deficitarie (come la Campania) (Benigni et al. 2004).

Nel seguito del paragrafo, si riporta con qualche dettaglio l'esempio dei vincoli di trasporto che limitano l'importazione verso il Nord Italia dai Paesi confinanti che dispongono di produzioni più economiche (nucleare, carbone, idraulico in certe stagioni). Infine, si prende spunto da questo esempio per descrivere brevemente un meccanismo particolare di sviluppo della rete di trasmissione, quello costituito dalle cosiddette «Merchant Lines».

6.1. Vincoli di trasmissione alla frontiera nord

Un caso significativo dell'incidenza dei vincoli di trasmissione sul costo dell'energia elettrica si può immediatamente riscontrare con riferimento all'interfaccia (o meglio, all'interconnessione) tra il nostro sistema nazionale e il rimanente sistema europeo di trasmissione (*Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity*, UCTE).

A questo scopo, è necessario premettere che, ai fini del mercato elettrico, la struttura del sistema di trasmissione viene schematizzata attraverso un modello semplificato, il cosiddetto modello zonale.

In altre parole, per evitare l'adozione di prezzi diversi per l'energia elettrica in ciascun

nodo della rete, come discenderebbe da un'applicazione rigorosa dei vincoli di trasmissione e del costo delle perdite (modello nodale), si preferisce invece accorpare più nodi elettrici in un'unica zona (modello zonale).

Così, per l'intero sistema italiano, che conta alcune migliaia di nodi di alta/altissima tensione, il modello zonale prevede in tutto una quindicina di zone, ovvero di agglomerati di più nodi elettrici la cui vicinanza (in termini di impedenza delle linee che li connettono) sia tale da poterli considerare come un unico insieme omogeneo, e quindi con lo stesso prezzo dell'energia⁽¹⁴⁾.

Anche a valle di questa semplificazione, rimane comunque necessario riflettere i vincoli fisici, indotti dalla capacità massima di trasmissione delle linee di interconnessione, sulla possibilità di compiere transazioni commerciali tra i diversi operatori. In altre parole, è necessario che, nel modello zonale, siano fissati dei limiti ai transiti tra le diverse zone: ciò avviene sia all'interno della rete italiana, sia tra la rete italiana e quelle confinanti.

In particolare, nel caso dell'interfaccia tra la rete italiana e la rimanente rete europea, l'insieme delle linee di interconnessione consente un transito massimo in sicurezza di 7.190 MW⁽¹⁵⁾ dal sistema europeo centro continentale al nostro sistema nazionale (frontiera nord): tale vincolo porta a conseguenze inevitabili sulle transazioni commerciali. Infatti, pur in presenza di un significativo differenziale tra i valori dell'energia elettrica in centro Europa e quelli in Italia⁽¹⁶⁾, non è possibile importare verso la nostra penisola più dei 7.190 MW sopra citati.

Poiché la capacità di trasmissione è limitata, si procede ad assegnarla mediante op-

portune aste, al fine di valorizzare quello che è, di fatto, un bene scarso. In altre parole, gli operatori del mercato che intendano esportare verso l'Italia una determinata quantità di potenza, per esempio dalla Svizzera, devono preventivamente aggiudicarsi, tramite asta competitiva, la quota di loro interesse, cioè la possibilità di far transitare la suddetta potenza lungo l'interconnessione. Nel caso in esame, il valore di aggiudicazione si è attestato, per l'anno appena trascorso, poco al di sopra dei 10 euro/MWh⁽¹⁷⁾.

In definitiva, le aste per l'allocatione della capacità di trasmissione mettono in evidenza un valore per la trasmissione tra due diverse zone del sistema elettrico, nel caso in esame la Svizzera e l'Italia.

È proprio questa limitazione fisica al libero scambio di energia tra diversi Paesi della piattaforma continentale che ha indotto il normatore europeo⁽¹⁸⁾ (vedi Regolamento 1228/2003) a offrire la possibilità agli operatori privati di costruire nuove linee di interconnessione che colleghino i sistemi elettrici di Paesi diversi, le cosiddette «Merchant Lines»: una breve analisi di queste iniziative permette di fissare alcuni parametri del valore delle linee di trasmissione in un contesto di libero mercato dell'energia elettrica.

6.2. Le «Merchant Lines»

Si prendono brevemente in esame le esperienze relative alle linee private di interconnessione, che sono state rese possibili per effetto del Regolamento europeo⁽¹⁹⁾, con lo scopo di evidenziare i meccanismi tramite i quali gli investitori privati rientrano degli investimenti. Infatti, mentre i costi del sistema di trasmissione sviluppato e gestito dagli

operatori nazionali (Terna, per il caso italiano) vengono remunerati implicitamente secondo opportuni meccanismi tariffari, a gravare sui costi complessivi del sistema elettrico, le linee private di interconnessione sono ripagate per effetto di un meccanismo economico più articolato, e con valori specifici per ogni singola linea. In particolare, viene riconosciuto all'investitore privato il diritto di far transitare potenza sull'interfaccia tra le diverse zone del mercato cui la linea appartiene senza incorrere nel meccanismo delle aste descritto nel paragrafo precedente: gli viene quindi riservato un diritto di transito.

Le caratteristiche quantitative (in termini di MW) nonché la durata temporale di questo diritto (in termini di anni) vengono stabilite dalla mano pubblica (in Italia, dal Ministero per lo Sviluppo Economico sentito il parere dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas) in base principalmente alle caratteristiche costruttive e funzionali della linea realizzata, nonché al rischio connesso con l'investimento.

Per quanto riguarda il sistema italiano, a partire da una quarantina di iniziative per le quali era stata a suo tempo presentata una manifestazione di interesse, solo due sono arrivate, a oggi, a una fase avanzata. Entrambi i collegamenti sono costituiti da linee in AC in cavo interrato, con particolari dispositivi che consentono una gestione e una possibilità di regolazione assai simili a linee in DC⁽²⁰⁾. La frontiera interessata è quella con la Svizzera: si tratta della linea Mendrisio-Cagno e della linea Campocologno-Tirano.

Nel primo caso, l'elettrodotto è a 380 kV e connette la rete del Canton Ticino (in particolare, il nodo di Mendrisio) con un nodo della Rete di Trasmis-

sione Nazionale (RTN) in provincia di Como, per una lunghezza complessiva di circa 9 km. La potenza nominale della linea è di circa 400 MVA. Per questa iniziativa, a fronte di un costo complessivo di poco superiore a 30 mil. euro, i calcoli di rete condotti congiuntamente da Terna e Swissgrid hanno determinato un incremento di 200 MW nella capacità di interconnessione⁽²¹⁾; l'esenzione (cioè il diritto di transito) è stata concessa per il 100% di tale valore, per un periodo di tredici anni.

La seconda iniziativa (Campocologno - Tirano) consiste in un collegamento a 132 kV che connette la rete dei Grigioni con un nodo della RTN in provincia di Sondrio, per una lunghezza di circa 5 km; in questo caso, la potenza nominale è di circa 250 MVA, per un co-

sto complessivo di circa 18 mil. euro. Per questa seconda iniziativa, i calcoli di rete congiunti hanno portato a determinare un incremento nella capacità di interconnessione di 150 MW e l'esenzione è stata concessa al 100% per un periodo pari a dieci anni⁽²²⁾.

I valori riportati danno un'idea di quale sia la profittabilità economica di simili investimenti e, quindi, indirettamente di quale sia il valore da associare alla trasmissione in condizioni particolari, come quelle relative alle frontiere tra sistemi diversi.

Infatti, gli investitori che hanno dato vita a queste iniziative hanno conseguito il diritto a far transitare energia sull'interconnessione tra Italia e Svizzera senza dover sottostare al meccanismo delle aste, quindi senza dover gravare il

valore dell'energia da loro importata dell'onere relativo all'aggiudicazione dell'asta. Anche se i parametri economici qui riportati sono molto semplificati⁽²³⁾, essi consentono di illustrare il meccanismo alla base di simili investimenti.

In definitiva, il potenziamento della capacità di interconnessione con l'estero permette di importare energia a costi decisamente inferiori rispetto all'energia acquistata in Italia. Tale vantaggio è anche, in buona misura, rappresentativo della penalizzazione che l'insufficiente capacità di trasmissione causa all'economia globale del sistema: si tratta di valori per MWh ben superiori a quelli abitualmente dovuti al solo costo diretto della trasmissione.

Milano, Maggio 2008

NOTE

(1) Si definisce «magliata» la struttura di una rete dove esistono, per ovvi motivi di affidabilità, più percorsi tra un nodo e l'altro; per converso, si definisce «radiale» una rete in cui vi sia un solo percorso in grado di raggiungere ciascun nodo. Quest'ultima topologia è propria delle reti di distribuzione in MT e BT.

(2) Per giungere dalla rete di trasmissione AAT alle reti a media tensione e poi all'utenza in bassa tensione sono spesso necessarie delle reti intermedie, dette di subtrasmissione o ripartizione. Ad esempio, in Italia dalle stazioni ricevatrici che abbassano la tensione da 380 kV a 132 kV partono delle reti di subtrasmissione in aereo (o più raramente in cavo interrato) che ripartiscono sul territorio circostante la potenza raggiungendo numerose stazioni di trasformazione da 132 kV a 15 (o 20) kV. Tali reti, pur avendo spesso una struttura (almeno parzialmente) magliata, vengono in generale controllate e gestite dalle imprese di distribuzione responsabili dell'area.

(3) Le linee aeree BT possono essere in conduttori nudi (caso prevalente in passato) ovvero in cavi aerei (soluzione prevalentemente impiegata oggi).

(4) Nel normale esercizio le linee si dipartono dalle cabine (primarie, secondarie) in maniera radiale; in caso di fuori servizio di una linea, sono a volte previste delle contro-alimentazioni.

(5) Con tali coefficienti, il consumo di un cliente finale viene aumentato in maniera tale da comprendere le perdite che, convenzionalmente, sono necessarie per portare al suo punto di consegna l'energia da lui consumata tramite le reti ai vari livelli di tensione. Per esempio, un cliente finale che prelevi di energia sulla rete di AT, si vede applicato un coefficiente pari a 1,029.

(6) La stessa osservazione vale per la quota relativa alla distribuzione.

(7) In altre parole, il sistema viene gestito in maniera tale da fare fluire lungo le linee quasi esclusivamente potenza attiva (P), evitando di impegnare le linee medesime per trasportare potenza reattiva ($Q = 3 E I \sin \phi$). Quest'ultima rappresenta scambi conservativi tra i generatori e i carichi, non significativi dal punto di vista energetico, ma indispensabili per il funzionamento, ad esempio, dei motori elettrici, in cui è necessario il mantenimento di un campo magnetico.

(8) Nella Fig. 3, i diversi livelli di tensione sono riportati utilizzando la rispettiva tensione massima di riferimento per l'isolamento; in ordinata, i valori sono espressi per unità, avendo come base il costo della soluzione a 1.050 kV.

(9) Se consideriamo una tipica linea 400 kV con 3 conduttori per fase, si possono stimare costi di installazione di 350.000 euro/km, costi di esercizio e manutenzione annui (O&M) dell'ordine dell'1,7% del costo di installazione. Nell'ipotesi di una vita utile di 35 anni e di un tasso di attualizzazione del 4% annuo si ottiene un onere annuo di 25.400 euro/km. Se la linea trasporta 800 MW, le perdite incidono rispettivamente per 3.800 ($h = 1.000$) 12.500 ($h = 3.000$) 27.000 ($h = 6.000$) euro/anno/km. Nell'ipotesi di 6.000 h, il costo annuo raddoppia per effetto delle perdite, ma l'incidenza sui MWh trasportati (su 1 km: $52.400/(800 \times 6.000) = 0,011$ euro/MWh) rimane sempre modesta.

(10) Infatti la distanza tra il conduttore in tensione e l'armatura esterna a potenziale di terra è nei cavi assai piccola, grazie al potere isolante dei dielettrici impiegati (distanze di

due ordini di grandezza inferiori a quelle delle linee aeree con isolamento in aria) con conseguente grande aumento della capacità elettrica (ad esempio 20 volte quella di una linea aerea di pari portata).

(11) Si ricorda che in Italia i limiti ai campi elettromagnetici prodotti dagli elettrodotti sono tra i più restrittivi in assoluto, e conducono a «fasce di rispetto» di ampiezza tale da rendere impraticabile la costruzione di linee elettriche aeree AT in vaste zone del territorio.

(12) Il problema delle congestioni di rete è meglio descritto nel par. 6.

(13) Prima della liberalizzazione, la scarsa capacità di interconnessione agiva similmente, limitando la scelta ottima della produzione, cioè impedendo di far produrre in ogni istante le centrali più economiche.

(14) La differenziazione zonale dei prezzi è, invero, percepita solo dal lato produzione: infatti i produttori di energia elettrica ricevono un prezzo (potenzialmente) diverso a seconda della zona in cui si trovino i rispettivi impianti. Il prezzo visto dai clienti finali è lo stesso in tutto il Paese (PUN, Prezzo Unico Nazionale), ed è dato dalla media pesata dei vari prezzi zionali.

(15) I limiti sono definiti per ciascuno dei Paesi confinanti: Francia, 2.650 MW; Svizzera, 3.890 MW; Austria, 220 MW; Slovenia, 430 MW. Il totale ammonta quindi a 7.190 MW. I limiti variano tra estate e inverno: il valore riportato si riferisce all'inverno 2007/2008. Fonte: ETSO.

(16) Per esempio, nel 2007 il prezzo medio in Italia (IPEX) è stato di 70,99 euro/MWh, a fronte di un prezzo medio su EEX di 37,99 euro/MWh. Nel 2006, il prezzo medio IPEX è stato di 74,75 euro/MWh, il prezzo medio EEX di 50,78 euro/MWh. Fonte: sito web GME.

(17) Valori riferiti ad asta annuale senza agosto, MCP = 10,58 euro/MWh. Fonte: sito web Terna.

(18) Uno degli obiettivi fondamentali della Direttiva europea che ha dato il via all'istituzione del mercato elettrico (Direttiva 96/92/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996, concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica) era proprio la creazione di un mercato unico dell'energia elettrica: ciò presupporrebbe l'esistenza di capacità di trasporto tra Paesi confinanti tali da consentire sempre il compimento delle transazioni commerciali da parte degli operatori di mercato.

(19) Regolamento (CE) n. 1228/2003 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003, relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica.

(20) Il Regolamento europeo 1228/2003, e anche il Decreto 21 ottobre 2005 con cui il Ministero ha reso attuabile in Italia tale regolamento, facevano riferimento, preferenzialmente, a linee DC o con tecnologia equivalente. L'impiego di speciali trasformatori (PST, *Phase Shifting Transformers*) in grado di regolare il flusso di potenza sulle linee è considerato a questi fini tecnologia equivalente.

(21) In particolare, 150 MW per le ore *Summer Peak* e 200 MW per le restanti ore dell'anno, Delibera AEEG 298/07.

(22) Delibera AEEG 244/07.

(23) I valori citati sono stati desunti a partire da informazioni disponibili pubblicamente; sono da considerare anche altri costi (O&M, servizi, etc.) qui non riportati.

BIBLIOGRAFIA

- BENATO R., DEL BRENNA M., DI MARIO C., LORENZONI A., ZACCONE E. (2006), *A new procedure to compare the social costs of EHV-HV overhead lines and underground XLPE cables*, Cigre Conference 2006, Report B1- 301.
- BENIGNI E., DELFANTI M., GALLANTI M., LUISO F. (2004), *Congestioni sulla rete di trasmissione: aspetti tecnici e regolatori*, in «L'Energia Elettrica», settembre-dicembre.
- BRUNO G., DI BARTOLOMEO E., MARANI M., REBOLINI M., RENDINA R., TRICOLI S. (2007), *La linea mista aereo-cavo a 380 kV "Turbigo - (Rho) Ospiate"*, in «L'Energia Elettrica», gennaio-febbraio.
- Cigre (2007), *Statistics of AC underground cable in power networks*, in «Electra», n. 235, December.
- MANZONI G., COVA B., PINCELLA C., REBOLINI M., RICCI P. (2005), *Interconnessioni HVDC in cavo sottomarino attraverso il Mediterraneo*, in «L'Energia Elettrica», gennaio-febbraio.
- Portale Siemens: <https://www.energy-portal.siemens.com>
- WEIMERS L. (2005), *Bulk power transmission at extra high voltages, a comparison between transmission lines for HVDC at voltages above 600 kV DC and 800 kV AC*, ABB Power Technologies, AB 771 80 Ludvika, Sweden.