Gli scambi transfrontalieri di energia

Nei settori dell'energia elettrica e del gas gli ostacoli alla creazione del mercato unico rinviano all'armonizzazione delle metodologie di determinazione delle tariffe applicate nel commercio transfrontaliero, alle modalità di allocazione della capacità, alla gestione delle congestioni e alla trasparenza delle informazioni sulle capacità disponibili. I problemi derivanti dai limiti esistenti nella capacità di interconnessione vengono esaminati più oltre, in relazione ai programmi comunitari volti allo sviluppo delle infrastrutture.

Nella riunione del marzo 2002 del Consiglio europeo a Barcellona sono stati notati significativi progressi sia nella determinazione delle tariffe transfrontaliere sia nelle metodologie di allocazione della capacità dovuti in buona misura al citato lavoro di coordinamento svolto in questi anni dai Forum di Firenze e Madrid nonché dal CEER.

Sempre nella riunione di Barcellona si è sottolineata la persistenza di problemi in relazione a:

- le modalità di determinazione delle tariffe nei diversi paesi, in particolare l'insufficiente legame con i costi reali e con i segnali provenienti dal mercato all'ingrosso e dalle borse dell'energia;
- le procedure non uniformi di allocazione della capacità tra i diversi Stati membri;
- la trasparenza delle informazioni.

Energia elettrica

Questi problemi sono stati in parte superati, almeno in via sperimentale, con l'accordo del 22 febbraio 2002 tra la maggior parte dei Gestori delle reti, sotto lo stimolo del Forum di Firenze. Tale accordo transitorio, operativo dall'1 marzo al 31 dicembre 2002, prevede la soppressione di tutti i pedaggi per l'import e per il transito e ne fissa solo uno per l'export, pari a 1 euro/MWh. Inoltre, stabilisce che il nuovo meccanismo di tariffazione in vigore dall'1 gennaio 2003 dovrà essere basato su più precise analisi dei flussi di rete, oltre che rispondere a criteri di attinenza al costo, equità di compensazione tra i Gestori delle reti e semplicità di applicazione.

Al Forum di Firenze si è anche convenuto sull'inopportunità di riflettere il costo delle congestioni nelle tariffe transfrontaliere, stabilendo di trattarle in mercati separati, ai quali di fatto appartengono. Considerato l'obiettivo ultimo

di liberalizzazione del settore e della creazione di un mercato unico dell'energia, si ritiene opportuno risolvere le congestioni con metodi di mercato, il più possibile armonizzati attraverso tutti gli interconnettori.

Attualmente, vengono applicate molteplici procedure di allocazione della capacità di trasporto disponibile, a seconda della frontiera e degli accordi tra Gestori, alcune delle quali tipicamente non di mercato: tra queste si segnalano la prenotazione in base a contratti di lungo termine, l'allocazione in ordine di arrivo delle richieste o *pro rata* in proporzione alle richieste, oppure mediante ridispacciamento coordinato tra i Gestori delle reti dai due lati del confine. I metodi di mercato attualmente in uso possono ricondursi a tre principali tipologie:

- aste esplicite, eseguite per distinti periodi di fornitura;
- aste implicite, determinate dalle offerte sul mercato *spot* nel paese di importazione;
- ripartizione in modo da minimizzare la differenza dei prezzi *spot* tra le aree interconnesse.

Per il futuro si prospettano anche aste coordinate su più frontiere.

Gas naturale

Nel settore del gas, non sono stati registrati analoghi progressi verso l'integrazione dei mercati nazionali, ma il ritardo appare in parte attribuibile al minor tempo trascorso dall'adozione della Direttiva. In particolare, per quanto riguarda il trasporto di gas sugli interconnettori tra paesi membri, nel citato rapporto la Commissione rileva:

- la mancanza di un sistema armonizzato di determinazione delle tariffe;
- la scarsa trasparenza in relazione alla disponibilità di capacità per il trasporto;
- l'inesistenza di regole per il disimpegno di capacità non utilizzata nei contratti di lungo termine.

Diversamente dal caso dell'energia elettrica, è in genere possibile riconoscere l'effettivo percorso del gas tra due frontiere almeno per distanze di trasporto non troppo lunghe. Tuttavia, considerata la molteplicità dei punti di immissione del gas a livello europeo, risulta difficile stabilire un percorso "contrattuale" che corrisponda quello effettivo. Attualmente le tariffe di trasporto applicate sono cumulative attraverso l'insieme delle reti presumibilmente coinvolte e pertanto scarsamente correlate con i costi reali.

Il principale problema nel settore del gas riguarda però la mancanza di trasparenza sulla disponibilità di capacità. La maggior parte della capacità di trasporto transfrontaliero è riservata per il gas sulla base di contratti di lungo termine, indipendentemente dal suo utilizzo effettivo. In genere il subentro di un nuovo entrante in sostituzione di una precedente fornitura dovrebbe liberare capacità di trasporto in uno o più tratti di rete. Il GTE, su sollecitazione del Forum di Madrid (vedi sopra), ha deciso di aumentare il grado di trasparenza del mercato pubblicando, come primo passo, i dati sulle capacità disponibili almeno a tutti i punti di interconnessione delle rete europea del gas.

Ulteriori problemi riguardano sia i diversi sistemi di bilanciamento in atto nei paesi membri, che complicano il commercio internazionale e andranno prima o poi uniformati, sia le clausole di destinazione che accompagnano i contratti di importazione tradizionali dalla Russia e dall'Algeria (in precedenza anche dalla Norvegia), impedenti il libero commercio del metano.

RAPPORTI DEL MERCATO ENERGETICO EUROPEO CON I PAESI DELL'EUROPA CENTRALE E ORIENTALE E DEL BACINO MEDITERRANEO

Il processo di allargamento dell'Unione europea

L'ingresso di nuovi paesi dell'Europa centrale e orientale nell'Unione europea può ampliare il mercato economico di riferimento.

Nella riunione del Consiglio europeo di Copenhagen del 1993 è stato stabilito che i paesi dell'Europa centrale e orientale che intendevano proporsi come candidati per il loro ingresso nell'Unione europea potevano diventare membri non appena in grado di assumere gli obblighi connessi con l'adempimento delle condizioni economiche e politiche richieste; definiva, inoltre, quali criteri per l'adesione: la stabilità delle istituzioni democratiche, la presenza di una economia di mercato funzionante, la capacità di assumere le obbligazioni dell'Unione politica, economica e monetaria e l'adattamento delle strutture amministrative per la trasposizione e attuazione della legislazione europea in quella nazionale.

Nel 1994 il Consiglio europeo di Essen definiva la procedura di preadesione che, facendo leva su diversi strumenti e programmi per l'assistenza tecnica e finanziaria, prepara i negoziati attraverso un esame analitico dell'*acquis* comunitario, ovvero dell'insieme di leggi e normative (organizzate in 31 capitoli uno

per ognuno dei principali settori) sviluppate nel corso degli ultimi 4 decenni, che definiscono l'unità giuridica dell'Unione europea. La procedura, comprensiva della verifica dei risultati raggiunti e di revisioni delle strategie di avvicinamento, effettuate sulla base di relazioni periodiche presentate al Consiglio europeo, è stata formalizzata nel 1997 dalla Commissione europea con l'Agenda 2000.

Sulla base dei risultati raggiunti in questa fase, nel 1998 sono stati avviati i negoziati per l'adesione di cinque paesi dell'Europa centrale e orientale (Estonia, Repubblica Ceca, Polonia, Slovenia e Ungheria) e di altri cinque nel 2000 (Bulgaria, Lettonia, Lituania, Romania e Slovacchia).

Il Consiglio europeo di Nizza del 2000 ha definito il percorso di adesione e invitato alle conferenze sull'allargamento europeo anche i paesi dei Balcani, Turchia, Malta e Cipro. Il Consiglio europeo di Göteborg del 2001 ha ritenuto che il citato percorso possa permettere, a quei paesi che sono pronti per l'integrazione, la conclusione dei negoziati[3] entro la fine del 2002, e l'entrata nell'Unione europea entro il 2004. L'esame dei 31 capitoli dell'*acquis* comunitario, che sta al centro della fase di negoziato finale, è iniziato nel 1998, e a fine 2001 il processo di adeguamento era già abbastanza avanzato; per il primo gruppo di cinque paesi erano stati completati da 16 a 22 capitoli e per il secondo da 6 a 18.

3 I negoziati finali si svolgono attorno all'adozione nella legislazione nazionale e alle modalità di applicazione del citato *acquis* comunitario (insieme di leggi e normative comunitarie adottate negli ultimi 4 decenni) costituito da 31 capitoli, uno per ciascuno dei principali settori. Un capitolo si considera completato quando il paese candidato dimostra di aver recepito la normativa europea nella legislazione nazionale e di poter assicurare la sua applicazione effettiva mediante appropriate strutture amministrative e giuridiche. Dopo il completamento dei 31 capitoli si procede alla redazione di un Trattato di adesione che viene poi approvato dal Consiglio e dal Parlamento europeo e ratificato dal paese candidato e da ciascuno degli Stati membri.

L'*acquis* comunitario del settore dell'energia

L'esame dell'*acquis* comunitario nel settore dell'energia è iniziato alla fine del 1999 e non è ancora concluso per nessuno dei paesi candidati. L'assimilazione dell'*acquis* in questo settore è abbastanza impegnativa e riguarda oltre 260 atti legislativi secondari tra direttive, regolamenti, decisioni generali e raccomandazioni. L'incorporazione dell'*acquis* comunitario può considerarsi completo o a buon punto solo per la questione della sicurezza nucleare, che riguarda soprattutto Bulgaria, Lituania e Slovacchia.

L'integrazione dei paesi dell'Europa centrale e orientale nel settore dell'energia può fornire un valido contributo alla creazione del mercato unico europeo. Molti dei paesi candidati sono luoghi di transito di gas proveniente dalla Russia e in futuro dal Caucaso e dal Medio Oriente (attraverso la Turchia e i Balcani). La presenza di molteplici vie di trasporto di gas di diversa origine che convergono sull'area centro europea e l'esistenza in tali zone di importanti capacità di stoccaggio fanno di questi paesi potenziali centri di mercato, che si aggiungono ad altri in via di consolidamento in Nord Europa. Nel settore elettrico vanno evidenziate le significative eccedenze di capacità elettrica, in parte conseguenti alla drastica ristrutturazione del settore produttivo attuata nel corso degli anni Novanta. Le importazioni di energia sono facilitate dal sincronismo, iniziato a partire dal 1997, delle reti elettriche del sistema CENTREL (Associazione degli operatori del sistema di trasmissione di Polonia, Repubblica Ceca, Slovacchia, Ungheria) con quelle del sistema UCTE (che include anche Slovenia). L'inserimento delle reti bulgara e rumena in un futuro non troppo lontano potrà migliorare ulteriormente l'ottimizzazione del sistema elettrico europeo.

L'integrazione dei paesi dell'Est europeo nel mercato unico dell'Unione deve però tenere conto delle significative differenze strutturali (Tav. 1.14) che caratterizzano il settore energetico, quali:

- un elevato contenuto energetico primario del PIL che, seppure in diminuzione rispetto ai livelli degli anni Ottanta, risulta ancora quasi 4 volte maggiore del valore medio dell'Unione europea (676 contro 189 tep/euro nel 2000);
- un grado di autosufficienza energetica notevolmente superiore (63 per cento contro il 51 per cento dell'Unione europea) che deriva essenzialmente dall'incidenza della produzione di carbone e lignite (nel 2000 le fonti solide contribuivano per il 67 per cento alla produzione primaria totale, contro appena il 14 per cento nell'Unione europea);
- un'elevata dipendenza dalle importazioni di petrolio e gas naturale (78 per cento contro 63 per cento dell'Unione europea) e un basso grado di diver-

sificazione degli approvvigionamenti che provengono ancora in buona parte dalla Russia e dai paesi dell'ex Unione Sovietica;

- una struttura dei fabbisogni interni sbilanciata verso carbone e lignite (43 per cento contro 15 per cento dell'Unione europea), utilizzati soprattutto nella generazione elettrica, ma tuttora importanti anche negli usi finali (20 per cento del totale, rispetto a meno del 4 per cento nell'Unione europea);
- una generazione elettrica sbilanciata sul termoelettrico tradizionale (carbone e lignite contribuiscono per il 59 per cento alla generazione lorda, contro il 25 per cento dell'Unione europea) con rendimenti mediamente più bassi di quelli dell'Unione (30 per cento contro il 41 per cento), caratterizzata inoltre da una scarsa disponibilità di generazione idroelettrica e nucleare nonché da un basso impiego del gas (7 per cento contro il 19 per cento nell'Unione).

TAV. 1.14 CONFRONTO TRA LE ECONOMIE ENERGETICHE DELL'UNIONE EUROPEA E DEI PAESI CANDIDATI DELL'EUROPA CENTRALE E ORIENTALE

	PAESI CEEC		UNIONE EUROPEA	
	1985	2000	1985	2000
Pil (miliardi euro a prezzi 2000)	**342**	**393**	**5988**	**8484**
Pil/abitante (migliaia di euro)	**3,2**	**3,8**	**16,4**	**22,5**
Consumo energia primaria (Mtep)	**347**	**266**	**1241**	**1607**
Consumi elettrici (TWh)	**419**	**409**	**1824**	**2482**
Consumi/abitante				
Energia primaria (tep)	3,3	2,5	3,4	4,3
Elettricità (MWh)	4,0	3,9	5,0	6,6
Intensità energetica del Pil				
Energia primaria (tep/euro)	1016	676	207	189
Elettricità (kWh/mille euro)	1227	1039	305	293
Produzione di energia primaria (Mtep)	**264,7**	**189,0**	**735,2**	**731,0**
Carbone e lignite	185,7	128,1	239,4	102,6
Petrolio	13,7	9,5	150,9	160,0
Gas naturale	41,9	16,9	131,9	190,9
Energia nucleare	11,7	20,3	147,4	210,6
Idroelettrico e rinnovabili	11,7	14,1	65,7	66,9
Autosufficienza in fonti fossili (%)	**74,7**	**66,7**	**50,9**	**39,1**
Carbone e lignite	105,7	112,7	75,7	46,4
Petrolio	17,1	14,4	29,5	27,3
Gas naturale	62,5	32,5	66,6	54,3
Generazione elettrica lorda (TWh)	**411,0**	**410,3**	**1932,9**	**2575,8**
Carbone	251,0	242,3	737,6	638,9
Petrolio	40,8	18,6	174,8	175,8
Gas naturale	46,9	27,9	130,5	480,1
Nucleare	44,9	79,3	574,9	863,7
Idroelettrica e rinnovabili	27,3	42,2	315,1	417,3
Consumi finali (Mtep)	**239,9**	**160,1**	**822,1**	**954,4**
Carbone e derivati	78,1	28,0	101,4	40,5
Prodotti pettroliferi	48,7	41,7	373,6	438,9
Gas naturale e altri gas	44,1	33,5	161,4	228,1
Elettricità	27,0	24,2	136,3	184,9
Calore	33,3	22,3	16,0	21,3
Rinnovabili e altre fonti	8,7	10,4	33,3	40,7

Nel corso degli anni Novanta, tutti i paesi hanno avviato ambiziosi programmi di riorganizzazione del settore energetico. Negli ultimi anni, nella prospettiva di una prossima adesione all'Unione europea, molti hanno intrapreso in anticipo il recepimento delle Direttive europee, con interventi di separazione tra le diverse fasi della produzione, del trasporto, della distribuzione e della vendita, spesso più avanzate che nella maggior parte dei paesi membri; hanno inoltre istituito organismi di regolazione settoriale (Tav. 1.15).

TAV. 1.15 CARATTERISTICHE DEGLI ORGANI DI REGOLAZIONE NEI PAESI DELL'EUROPA CENTRALE E ORIENTALE

PAESE	REGOLATORE	CARICHE	ANNO	FINANZIAMENTO	COMPETENZE	SETTORI REGOLATI
ALBANIA	Electricity Regulatory Authority	1 presidente e 5 commissari, in carica 4 anni rinnovabili	1995	Fees sulle licenze delle imprese regolate	Tariffe, prezzi, licenze, monitoraggio delle attività	Elettricità
ARMENIA	Energy Regulatory Commission	1 presidente e 5 commissari, in carica 5 anni	1997	Budget Governativo	Tariffe, licenze	Elettricità e Gas
BULGARIA	State Energy Regulatory Commission	1 presidente e 6 commissari, in carica 5 anni	2000	Budget Governativo	Protezione dei consumatori e qualità del servizio, permessi, licenze, tariffe, sanzioni	Elettricità e Gas
REPUBBLICA CECA	Energy Regulatory Office	1 presidente in carica 5 anni	2001	Budget Governativo	Prezzi, licenze, qualità del servizio, protezione dei consumatori, risoluzione di controversie	Elettricità e Gas
ESTONIA	Energy Market Inspectorate	Organizzazione parte del Ministero dell'economia	1998	Budget Governativo	Licenze, qualità del servizio e protezione dei consumatori, promozione della competizione, monitoraggio del mercato	Elettricità e Gas
LETTONIA	Public Utilities Commission	1 presidente e 5 commissari, in carica 5 anni	2001	Finanziamento con contributi delle imprese regolate	Promuovere la competizione, protezione dei consumatori, promozione degli investimenti, licenze, tariffe, qualità del servizio, prezzi, risoluzione di controversie	Elettricità, Gas, Acqua, Telecomuniazioni, Ferrovie, Poste
LITUANIA	The National Control Commission for Prices and Energy in Lithuania	1 presidente, 1 vice presidente, 5 commissari, in carica 5 anni	1997	Budget Governativo	Prezzi, tariffe, qualità del servizio, monitoraggio del mercato	Elettricità, Gas, Acqua, Trasporti
POLONIA	The Energy Regulatory Authority	1 presidente, in carica 5 anni	1997	Budget Governativo (fondi provenienti da contributi sulle licenze delle imprese regolate)	Licenze, tariffe, prezzi, qualità del servizio, risoluzione di controversie, sanzioni, monitoraggio del mercato	Elettricità e Gas
ROMANIA	Romanian Electricity and Heat Regulatory Authority	1 presidente, a tempo indeterminato	2000	Finanziamento con contributi delle imprese regolate	Protezione dei consumatori, licenze, prezzi, tariffe, monitoraggio del settore e del mercato	Elettricità
SLOVACCHIA	Regulatory Office for Network Industries	1 presidente, 1 vice presidente, 4 commissari, in carica 6 anni	2001	Budget Governativo	Prezzi, licenze, monitoraggio delle attività	Elettricità, Gas, Acqua, Telecomunicazioni, Trasporti
UNGHERIA	Hungarian Energy Office	1 presidente e 2 vice presidenti, 3 direttori, in carica a tempo indeterminato fino a nuova nomina	1994	Finanziamento con contributi determinati dal Ministero delle Finanze e dell'Economia	Licenze,a prezzi, protezione dei consumatori, monitoraggio delle attività delle imprese regolate	Elettricità e Gas

Fonte: ERRA, 2002.

Al fine di attrarre capitali privati, quasi tutti i paesi dell'Europa centrale e orientale hanno avviato o stanno avviando vasti programmi di privatizzazione delle imprese. Questi si scontrano, tuttavia, con problemi di natura sia politica, connessi con il timore della perdita di controllo nazionale su un settore strategico, sia sociale che possono accompagnare l'apertura del mercato in termini di aggiustamento dei prezzi ai costi e di perdita di posti di lavoro nel settore energetico.

Permangono in quasi tutti i paesi, inoltre, numerosi problemi di regolamentazione che ostacolano la liberalizzazione dei mercati, quali: relazioni contrattuali verticali di lungo periodo tra generatori, rete di trasmissione e fornitori sul mercato finale; massimali sulle importazioni di energia elettrica dei clienti idonei a favore della generazione interna; limiti alle autorizzazioni per l'importazione elettrica che vanno a detrimento della produzione nazionale; imposizione dell'accesso alle reti di trasporto e distribuzione solo per l'energia prodotta all'interno dei confini nazionali; compensazione per le differenze in difetto tra prezzo di mercato e precedente prezzo contrattuale; mancata distinzione in alcuni paesi tra mercato all'ingrosso e mercato al dettaglio; sussidio incrociato della distribuzione con i proventi della trasmissione.

TAV. 1.16 CARATTERISTICHE DELLA LIBERALIZZAZIONE DEL SETTORE ELETTRICO NEI PAESI DELL'EUROPA CENTRALE E ORIENTALE

	GESTORE DEL MERCATO	GESTORE DELLA RETE DI TRASMISSIONE	CLIENTI IDONEI[A] %	N. OPERATORI RESPONSABILI DEL 75% DELLA PRODUZIONE DI ELETTRICITÀ	ACCESSO DI TERZI ALLE RETI REGOLATO
ALBANIA	NO	NO	0	1	in discussione
ARMENIA	SI	SI	N.D.	3	2001[B]
BULGARIA	NO	SI	10	10	2002[C]
REPUBBLICA CECA	SI	SI	33	2	2002
ESTONIA	NO	SI	20	1	1998
LETTONIA	SI	SI	11	1	2000
LITUANIA	SI	SI	22	1	2002[C]
POLONIA	NO	SI	47	8	1998
ROMANIA	SI	SI	33	3	1999
SLOVACCHIA	NO	SI	30	1	2002
UNGHERIA	NO	SI	33[D]	4	2003

(A) È prevista l'apertura totale del mercato in Lettonia (2006), in Lituania (prima del 2010), in Polonia (2005), in Slovacchia (2004).
(B) Il dato riguarda solo la trasmissione.
(C) Previsione.
(D) Il dato dell'Ungheria si riferisce alle previsioni per il 2003.

Fonte: ERRA, 2002

L'area mediterranea

La crescita degli scambi commerciali di gas e di energia elettrica tra i paesi dell'area mediterranea non sarebbe stata possibile senza il concorso di sistemi di trasporto internazionale e regionale, sia di collegamento tra i paesi che si affacciano sulla costa meridionale e orientale del Mediterraneo, sia tra questi e quelli della riva settentrionale.

Nel settore elettrico, tre paesi del Maghreb (Algeria, Marocco e Tunisia) erano interconnessi all'inizio degli anni Novanta. Più recentemente, altri quattro paesi (Egitto, Giordania, Libia e Siria) hanno costituito un insieme interconnesso, mentre sono in corso di ultimazione le interconnessioni tra Libia e Tunisia, e tra Siria e Turchia. Al loro completamento si avrà un collegamento lungo oltre 8.000 km tra Gibilterra e il Bosforo, la maggior parte del quale a 225 kV. Nel lato occidentale del Mediterraneo esiste, dal 1997, un collegamento tra il Marocco e la Spagna. Inoltre, l'interconnessione Grecia-Italia nel 2001 ha aperto la Grecia alle reti europee. Il completamento dell'anello elettrico mediante collegamento in parallelo della Turchia è stato invece rallentato dallo stato di distruzione e degrado delle interconnessioni nei paesi balcanici, a seguito dei conflitti dell'ultimo decennio. Attualmente, l'unico paese dell'area mediterranea a rimanere completamente isolato è Israele. L'interconnessione ad anello permette risparmi di energia dell'ordine del 5 per cento e oltre rispetto alla generazione in sistemi isolati. Tuttavia, è anche vero che l'operazione sincrona tra sistemi elettrici molto magliati, caratteristici dei paesi del Mediterraneo del Nord, e sistemi generalmente filiformi dei paesi della sponda Sud può comportare instabilità e perdite in particolari condizioni.

Nel settore del gas, diversamente dal settore elettrico, i flussi di energia tra le sponde Nord e Sud del Mediterraneo sono e rimarranno a senso unico. Nel 2000 Algeria e Libia (in parte minima) hanno coperto il 35 per cento dei fabbisogni di gas naturale della sponda Nord e il 43 per cento dei fabbisogni di importazione dell'Unione europea. Le importazioni nei paesi dell'Unione europea di grandi quantitativi di gas naturale dal Nord Africa sono divenute possibili grazie all'esistenza di importanti infrastrutture di trasporto, specificamente: quattro terminali di liquefazione in Algeria e due in Libia, per una capacità nominale complessiva di circa 35 miliardi di mc/anno; tre gasdotti sottomarini per l'esportazione del gas algerino in Italia attraverso la Tunisia (Transmed I e II), e in Spagna e Portogallo attraverso il Marocco (Maghreb-Europe), per una capacità di 35 miliardi di mc/anno, estensibile a 50 miliardi. Il gas naturale è

un'importante componente dei consumi di Algeria, Egitto, Libia, Siria e Tunisia, ma è praticamente assente dal bilancio energetico degli altri paesi della sponda Sud. Inoltre, il commercio di gas naturale tra questi paesi ha fino a oggi giocato un ruolo circoscritto alle esportazioni dall'Algeria alla Tunisia e dalla Siria alla Giordania.

Il forte sviluppo dei fabbisogni di energia elettrica e di gas previsto nel decennio in corso richiede un consistente ampliamento delle infrastrutture di trasporto. Nel settore elettrico, i progetti di interconnessione e rafforzamento dell'anello Mediterraneo più importanti a medio termine riguardano: i collegamenti a 400 kV tra Algeria e Marocco, tra Algeria e Tunisia e tra Libia e Tunisia; i collegamenti in corrente continua tra Algeria e Spagna e tra Italia e Tunisia; il collegamento tra Algeria e Italia (Sardegna); il collegamento tra Grecia e Turchia; il completamento dell'anello nell'area balcanica. Numerosi progetti sono previsti anche nel settore del gas, specificamente: gasdotti per l'esportazione di gas libico in Italia e di gas algerino in Spagna (Medgas); gasdotti per l'esportazione di gas algerino in Italia e Francia (Corsica) attraverso la Sardegna; gasdotti per il trasporto di gas egiziano in Turchia; terminali di liquefazione in Egitto per l'esportazione ai paesi della sponda Nord e alla Turchia; gasdotti minori tra Egitto e Giordania, tra Siria e Libano; terminali di rigassificazione in Italia, Spagna e Turchia. Sono in avanzata fase di valutazione due progetti di generazione elettrica e trasmissione, rispettivamente verso l'Italia e la Spagna, di gas algerino che includono, oltre alle linee di trasmissione, anche impianti di generazione elettrica localizzati nella sponda Sud.

Il problemi di finanziamento

Uno dei principali problemi aperti riguarda il finanziamento delle infrastrutture di produzione e trasporto. Obbligati, dalla rapida crescita della popolazione, a concentrare le risorse su settori prioritari come l'educazione e la sanità, gli Stati della sponda Sud dispongono di sempre meno mezzi per il finanziamento delle infrastrutture, tra cui quelle critiche nel settore dell'energia. Se è sempre più evidente la tendenza ad affidare gli investimenti al capitale privato, è altrettanto chiaro che i flussi di investimenti internazionali si dirigono verso gli utilizzi a minor rischio, caratterizzati dall'esistenza di un quadro istituzionale e giuridico stabile e prevedibile. Sotto questo aspetto, è significativo che l'incidenza, già storicamente bassa, degli investimenti diretti dei paesi dell'Unione europea nei paesi della sponda Sud del Mediterraneo (inferiori al 4 per cento degli investimenti totali) è diminuita a valori prossimi a zero nel corso dell'ultimo decennio.

I paesi che desiderano intensificare le relazioni con l'Unione europea non possono ignorare le riforme attuate nei mercati elettrici e del gas dei paesi membri. Diversi tra i paesi esportatori, in modo particolare l'Algeria, si sono già da tempo mossi per adattare la loro legislazione nel settore dell'energia con riforme liberalizzanti, in buona parte ispirate ai modelli europei. Tuttavia, la forte impronta concorrenziale nella nuova regolamentazione del settore elettrico e del gas introduce elementi di novità che hanno implicazioni critiche per i paesi prevalenti esportatori di materie prime. Il problema riguarda in primo luogo il settore del gas dove la liberalizzazione si manifesta in termini di una ridotta importanza dei contratti di lungo termine, con l'attenuazione o soppressione delle formule di *take or pay* e dell'indicizzazione al prezzo del petrolio; oltre che con un ricorso più frequente ai mercati *spot* e a quotazioni a termine. Un analogo problema esiste nel settore elettrico, soprattutto quando la maggior parte della generazione è destinata all'esportazione in Europa.

La cooperazione energetica nell'area mediterranea

L'area mediterranea ha una importanza strategica per l'Unione europea per motivi di ordine economico, politico e sociale. Riconoscendo la rilevanza critica dei rapporti tra i paesi dell'area, nel novembre del 1995 i 15 paesi dell'Unione europea e i 12 paesi mediterranei[4] hanno avviato una nuova fase di cooperazione, nota come il Processo di Barcellona; il suo obiettivo concreto è quello di favorire lo sviluppo economico e sociale, attraverso il commercio dei partner mediterranei sia con l'Unione europea sia tra di loro. Il Processo di Barcellona privilegia la cooperazione transnazionale e regionale, come efficace catalizzatore di quella bilaterale e mira a intensificare la cooperazione tra i partner mediterranei, partendo dove possibile da una base sub regionale. La cooperazione nel campo dell'energia è particolarmente significativa, in quanto le interconnessioni internazionali contribuiscono all'avvicinamento tra i popoli, allo sviluppo di forme di solidarietà transfrontaliera, all'integrazione delle economie.

4 I paesi sono Algeria, Marocco, Tunisia (Maghreb), Egitto, Giordania, Israele, Libano, Siria e l'Autorità palestinese (Mashrek), Cipro, Malta e Turchia. Questi ultimi tre paesi sono anche candidati per l'accesso all'Unione europea; Cipro e Malta hanno avviato i negoziati mentre Turchia si trova nella fase di pre accessione. La Libia partecipa come osservatore ad alcune riunioni.

TAV. 1.17 **FABBISOGNO DI ENERGIA NEI PAESI DELLE SPONDE NORD E SUD DEL MEDITERRANEO 1980-2000**

	1980	1990	2000	2010
TOTALE ENERGIA PRIMARIA (Mtep)	**560**	**727**	**860**	**1.116**
NORD	465	562	635	726
SUD	95	164	225	390
PETROLIO (Mtep)	**361**	**363**	**429**	**393**
NORD	297	267	306	222
SUD	63	97	123	171
GAS NATURALE (Mtep)	**61**	**109**	**189**	**324**
NORD	49	78	126	186
SUD	11	31	63	138
ELETTRICITÀ (TWh)	**757**	**1.159**	**1.509**	**2.093**
NORD	673	969	1.169	1.404
SUD	84	190	340	689
POPOLAZIONE (milioni)	**344**	**391**	**443**	**485**
NORD	190	196	201	204
SUD	154	195	242	281

Fonte: Eurostat per gli anni storici, OEM per le previsioni.

Il principale strumento finanziario per la realizzazione del partenariato euro mediterraneo è il programma MEDA, il cui scopo è offrire i supporti tecnici e finanziari per le azioni di riforma economica e sociale avviati nei paesi mediterranei. I settori prioritari di intervento sono acqua, trasporti, energia, industria, informatica e ambiente. L'Unione europea è di gran lunga la principale fonte di finanziamento di programmi regionali in quest'area. Nel periodo 1995-2001 l'ammontare dell'impegno finanziario è stato di oltre 5 miliardi di euro, dedicati soprattutto ad attività di studio, ad analisi di fattibilità e di accompagnamento ai programmi di intervento. A questi fondi vanno aggiunti impegni pari a 6 miliardi di euro della Banca europea degli investimenti.

La cooperazione energetica nel campo dell'energia, delineata nell'ultimo incontro inter ministeriale, tenuto a Casablanca nel febbraio 2001, conferma la volontà di promuovere la creazione di un mercato regionale per l'energia elettrica e per il gas nella sua duplice dimensione Nord-Sud e Sud-Sud. Le principali raccomandazioni nel settore elettrico e del gas riguardano:

- il rafforzamento delle interconnessioni tra i paesi del Nord Africa;
- la promozione di progetti di interconnessione tra Nord e Sud, che tengano conto delle opportunità offerte dalla realizzazione del mercato unico dell'energia elettrica e del gas;
- l'analisi dei problemi di sincronizzazione nell'anello elettrico;

- l'analisi comparata di progetti di esportazione di gas rispetto a elettricità generata da gas;
- l'adozione di misure per promuovere la liberalizzazione del mercato del gas;
- la promozione degli investimenti attraverso l'adozione di regole trasparenti e durature.

SVILUPPO DELLE INFRASTRUTTURE E STRATEGIE INDUSTRIALI

Il conseguimento del mercato unico dell'energia dipende soprattutto dall'esistenza di adeguate interconnessioni tra i paesi membri per il trasporto e il commercio dell'energia, e dalle modalità del loro utilizzo. Più sopra sono state esaminate le condizioni di accesso agli interconnettori internazionali; qui di seguito si considerano l'adeguatezza della capacità di trasporto di energia tra i diversi sistemi nazionali, nonché gli interventi in atto per il loro potenziamento nel quadro del programma comunitario per lo sviluppo delle reti transeuropee dell'energia (TEN).

Le infrastrutture di trasporto transeuropee di energia paiono carenti, sia per l'energia elettrica sia per il gas, sotto tre profili: la creazione del mercato interno dell'energia; la sicurezza degli approvvigionamenti; l'integrazione delle aree periferiche.

Energia elettrica

La maggior parte delle interconnessioni elettriche esistenti tra i diversi sistemi nazionali trova giustificazione primaria nell'esigenza di garantire affidabilità ed efficienza operativa, attraverso il coordinamento tra i vari operatori. Molte di esse sono state costruite ai fini dello sfruttamento delle complementarietà esistente tra le differenti tipologie di generazione prevalenti nei paesi confinanti, soprattutto in relazione alla disponibilità di energia idroelettrica e, in tempi più recenti, di eccedenze nucleari a basso costo.

In questa logica le interconnessioni esistenti sono in genere relativamente limitate, rispetto alle nuove esigenze che nascono soprattutto dalla liberalizzazione del mercato a livello europeo. Le congestioni dovute alla scarsa capacità di trasmissione si riflettono in utilizzo intensivo e saturazione degli interconnettori. Spesso aggravate da modalità di allocazione inadeguate, esse portano alla segmentazione del mercato europeo, caratterizzata da significative differenze di prezzo tra i paesi confinanti, che favorisce l'estrazione di rendite da parte