



Rapporto sulle attività
del Gestore della rete
di trasmissione nazionale

Aprile 2003
Marzo 2004



Rapporto sulle attività
del Gestore della rete
di trasmissione nazionale

Aprile 2003
Marzo 2004

Consiglio di amministrazione

Presidente

Carlo Andrea Bollino

Vice Presidente

Ernesto Sciommeri

Amministratore Delegato

Luca d'Agnese

Consiglieri

Vito Amoia

Paolo Arrigoni

Italo Giorgio Minguzzi

Francesco Parlato

Indice

Introduzione	3
1 Il sistema elettrico nazionale nel 2003	7
1.1 Introduzione	7
1.2 Sintesi del bilancio in energia nel 2003	7
1.3 Le importazioni e il transito sulla rete di interconnessione nel 2003	13
1.4 L'equilibrio tra immissioni e prelievi nell'esercizio 2003	16
1.5 I servizi ausiliari per il dispacciamento	21
2 La sicurezza del sistema elettrico italiano	27
2.1 Introduzione	27
2.2 Gli eventi eccezionali nel corso dell'esercizio 2003	28
2.3 Le azioni da intraprendere per migliorare la gestione della sicurezza	58
3 Lo sviluppo della rete di trasmissione nazionale	63
3.1 Introduzione	63
3.2 Le attività di sviluppo svolte nel periodo aprile 2003-marzo 2004	63
3.3 Il Piano di Sviluppo della rete nazionale del 2004	74
3.4 Le attività di R&S	92
4 Attività di mercato	95
4.1 Introduzione	95
4.2 Il mercato libero e l'assegnazione ai clienti idonei della capacità disponibile dalle importazioni e dalla produzione nazionale incentivata	96
4.3 Dinamiche della domanda e dell'offerta di energia sul mercato libero	108
4.4 Il servizio di interrompibilità e la sua valorizzazione	111
4.5 Gestione dei contratti di scambio e di bilanciamento nel periodo transitorio e attività propedeutiche al dispacciamento di merito economico	113

4.6	Il Sistema Transitorio di Offerta di Vendita di Energia	115
4.7	Il Sistema Italia 2004 e il dispacciamento di merito economico	119
4.8	Altre attività	132
5	Il gruppo GRTN	145
5.1	Introduzione	145
5.2	Analisi del bilancio del GRTN	146
5.3	La regolamentazione dei prezzi dei servizi offerti	156
5.4	Il Gestore del mercato elettrico	163
5.5	L'Acquirente unico	167
	Considerazioni conclusive	171
	Appendice	
	Il quadro normativo	185

Rapporto sulle attività
del Gestore della rete
di trasmissione nazionale

Aprile 2003

Marzo 2004

Introduzione

Il Rapporto sulle attività del Gestore della rete di trasmissione nazionale (GRTN) illustra le attività svolte dal Gestore nel periodo che va dal 1° aprile 2003 al 31 marzo 2004 e descrive i principali avvenimenti nel settore elettrico nazionale nello stesso periodo. Nel corso dei dodici mesi considerati, due fatti importanti hanno caratterizzato il sistema elettrico italiano: gli eventi del 26 giugno e del 28 settembre del 2003 e l'iter di avvio e decollo della "borsa elettrica" (c.d. Sistema Italia 2004).

Il 26 giugno la congiuntura metereologica ha contribuito a un eccezionale incremento della domanda elettrica e a una riduzione delle capacità di generazione degli impianti termoelettrici, a cui si è aggiunta una diminuzione delle importazioni dalla Francia. Per far fronte all'emergenza, il GRTN ha attuato il piano dei distacchi programmati a rotazione dell'utenza diffusa (PESSE) per una potenza corrispondente al primo livello di rischio.

Il distacco programmato della clientela diffusa è una delle misure più gravi messe in atto in situazioni di emergenza.

Il 28 settembre si è verificato il *black out* che ha coinvolto tutta la penisola e la Sicilia, risparmiando solo la Sardegna e che ha richiesto tempi variabili dalle due alle tredici ore per ripristinare il servizio elettrico nel Paese. Gli organismi competenti hanno avviato diverse inchieste sulle cause del *black out*, alcune di esse si sono concluse con l'elaborazione e la diffusione di relazioni (il rapporto UCTE nel mese di ottobre 2003 e la relazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas nel mese di aprile 2004).

Il verificarsi di questi eventi ha posto sul tappeto il tema della sicurezza del sistema elettrico nazionale nei suoi diversi aspetti quali:

1. gli investimenti in nuovi impianti di produzione e per il potenziamento delle infrastrutture di trasporto;
2. l'assegnazione di responsabilità ai soggetti incaricati del servizio pubblico;
3. il coordinamento tra reti elettriche tra loro interconnesse.

I piani di emergenza nazionali messi in atto dal GRTN quando si verifica un'insufficienza di energia elettrica rispetto alla richie-

sta sono misure di cui il Gestore dispone per evitare guasti di rete.

Questi accadimenti hanno reso evidente, anche al di fuori dell'ambito dei soggetti facenti parte del sistema elettrico italiano, lo stato di difficoltà in cui versa il settore elettrico rendendo non più procrastinabili gli interventi di sviluppo di infrastrutture di rete. Tali interventi, tuttavia, trovano opposizioni nei diversi contesti locali dove le infrastrutture previste dal Piano di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale dovrebbero essere realizzate.

In tal senso la legge 290/03, approvata nel mese di ottobre dello scorso anno, si pone l'obiettivo di rispondere ai vari aspetti correlati alla sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Il Rapporto di quest'anno, pertanto, oltre alle tradizionali parti dedicate alle attività del GRTN dedica un capitolo specifico agli eventi del 26 giugno e del 28 settembre e alle conseguenze di tali eventi sulla considerazione del problema della sicurezza del sistema elettrico nazionale (capitoli 2 e 3).

Il secondo importante avvenimento nel corso del periodo considerato dal Rapporto è stato il completamento delle azioni propedeutiche al funzionamento e il decollo, il 31 marzo 2004, del mercato organizzato dell'energia elettrica previsto dall'art. 5 del D.lgs. 79/99. L'evento, insieme alla partenza operativa dei nuovi soggetti nati dalla liberalizzazione - il Gestore del mercato elettrico (GME) e l'Acquirente unico (AU) - con l'approvazione dei decreti del 19 dicembre 2003, segna una tappa importante nella realizzazione della riforma del settore elettrico.

L'avvio della "borsa elettrica" ha consentito all'Italia di dotarsi di un mercato all'ingrosso organizzato, analogamente a quanto già avviene negli altri paesi europei. Nel mercato elettrico organizzato, gestito dal GME, i partecipanti (produttori e grossisti) vendono blocchi di elettricità. La borsa elettrica è, pertanto, il luogo dove si incontrano la domanda, per l'anno 2004 rappresentata complessivamente dal GRTN, e l'offerta di energia e

dove si determinano i prezzi per la quota non coperta dai contratti bilaterali.

Il mercato elettrico è articolato nel mercato dell'energia, che comprende il mercato del giorno prima e il mercato di aggiustamento dove i produttori e i grossisti vendono l'energia elettrica per il giorno successivo, e nel mercato per il servizio di dispacciamento, in cui il GRTN si approvvigiona dei servizi necessari alla gestione e al controllo del sistema.

Per tali motivi il Rapporto dedica particolare attenzione anche alle attività propedeutiche all'avvio del Sistema Italia 2004 e all'operatività del GME e dell'AU (capitoli 4 e 5).

Alla luce di tali considerazioni, il Rapporto è così strutturato:

- il capitolo 1 fornisce la fotografia del sistema elettrico italiano nel 2003 e illustra il bilancio nazionale di energia elettrica alla luce dell'equilibrio di immissioni e prelievi sulla rete di trasmissione nazionale;
- il capitolo 2 descrive in dettaglio gli eventi del 26 giugno e del 28 settembre 2003 e le azioni intraprese dal Gestore nell'esercizio delle attività di dispacciamento. In una visione più ampia, il capitolo affronta le tematiche della sicurezza del sistema elettrico nazionale e, in particolare, le problematiche strutturali del sistema italiano e le azioni da intraprendere;
- il capitolo 3 è dedicato alla descrizione delle attività di gestione della Rete di trasmissione nazionale (RTN) e, in particolare, alle attività di manutenzione e alla programmazione dello sviluppo della RTN. Il capitolo descrive gli interventi realizzati nel periodo considerato e delinea le principali direttrici del piano di sviluppo della rete finalizzate al potenziamento della rete di interconnessione, all'eliminazione delle strozzature della rete nazionale e al potenziamento dell'infrastruttura ai fini della sicurezza;
- il capitolo 4 si occupa delle attività svolte dal Gestore nel

periodo considerato e diverse dalla gestione della RTN. L'analisi di queste attività è strutturata in tre parti. Una prima parte è dedicata alle attività di allocazione nel mercato dei diritti di trasporto sulla rete di interconnessione con l'estero e dell'energia elettrica acquistata dal GRTN ai sensi dell'art. 3, comma 12, del D.lgs. 79/99 (c.d. CIP 6). Una seconda parte è dedicata alle attività propedeutiche all'avvio del mercato organizzato dell'energia elettrica e al funzionamento del dispacciamento di merito economico. In questa sezione vengono descritte tutte le tappe che hanno portato dal Sistema transitorio di offerte di vendita di energia elettrica (c.d. STOVE) all'avvio della "borsa dell'energia" così come definita dagli indirizzi del Ministero delle attività produttive (c.d. Sistema Italia 2004). Una terza parte, infine, tratta una serie di attività svolte dal Gestore quali la qualificazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, la gestione dei certificati verdi, nonché le numerose iniziative di cooperazione e coordinamento svolte in campo internazionale;

- il capitolo 5 analizza alcuni aspetti organizzativi del gruppo GRTN. In particolare si descrivono le risorse economiche e finanziarie del Gestore attraverso l'analisi del conto economico e dello stato patrimoniale nell'anno 2003. Inoltre si delineano le funzioni e le competenze dei due soggetti sotto il controllo del GRTN, il GME e l'AU, alla luce della loro partenza operativa con l'approvazione dei decreti del 19 dicembre 2003;
- in appendice al Rapporto sono, infine, descritti i principali provvedimenti legislativi e regolamentari, a livello comunitario e nazionale, che hanno interessato le attività del GRTN nel periodo oggetto del Rapporto.

1 Il sistema elettrico nazionale nel 2003

1.1 Introduzione

Il capitolo si compone di due parti. La prima espone, come gli anni scorsi, i principali dati del bilancio energetico nazionale nel 2003, così come rilevati dal sistema statistico del GRTN. In questa sezione sono illustrate le caratteristiche strutturali dell'offerta e della domanda visti attraverso la gestione dei flussi di energia elettrica nella rete di trasmissione nazionale. Oltre ai principali indicatori della struttura del parco termoelettrico, viene data evidenza della ripartizione dell'energia ceduta da impianti c.d. CIP 6 in quanto contrattualizzata dal Gestore ai sensi del D.lgs. 79/99. Sono riportati in dettaglio, infine, i flussi di energia elettrica sulla rete di interconnessione.

La seconda parte illustra, invece, il mantenimento dell'equilibrio tra immissioni e prelievi di energia elettrica da parte del GRTN attraverso il dispacciamento. A motivo dell'eccezionalità dell'anno 2003 a fronte delle interruzioni del servizio elettrico di giugno e settembre (a cui sarà dato spazio nel successivo capitolo 2), questa seconda parte affronta una descrizione più dettagliata dell'esercizio del dispacciamento nel corso dell'anno. La sezione si apre con la fotografia della produzione disponibile rispetto alla domanda, per affrontare tematiche che derivano in parte anche dalla situazione deficitaria del sistema italiano di offerta, già evidenziata in passato dal Gestore. Pertanto i vari paragrafi trattano la tematica delle regole per il controllo della produzione disponibile in uno scenario concorrenziale e le conseguenti azioni intraprese dall'Autorità e descrivono i servizi ausiliari (regolazione primaria e secondaria) utilizzati dal Gestore nell'esercizio del dispacciamento e riportano una loro valutazione qualitativa sulla base degli indicatori UCTE.

1.2 Sintesi del bilancio in energia nel 2003

Nel 2003 la richiesta di energia elettrica sulla rete ha raggiunto i 319,7 miliardi di kWh con un aumento del 2,9% rispetto al 2002 (310,7 miliardi di kWh). Tale richiesta è stata soddisfatta per

l'84,1% da produzione nazionale, per un valore pari a 268,7 miliardi di kWh al netto dei consumi dei servizi ausiliari e dei pompaggi e con un aumento del 3,3% rispetto al 2002.

La restante quota di fabbisogno (15,9%) è stata coperta dagli scambi con l'estero, per un valore pari a 51,0 miliardi di kWh contro i 50,6 del 2002. Analizzando l'andamento delle direzioni dei flussi commerciali con l'estero, le importazioni hanno fatto registrare, dopo anni di crescita costante, una flessione (-0,1%) raggiungendo i 51,486 miliardi di kWh contro i 51,519 miliardi di kWh del 2002. Le esportazioni, invece, sono passate da 0,922 miliardi di kWh a 0,518 miliardi di kWh con una sensibile diminuzione percentuale pari a -43,8%.

Le due tabelle seguenti riassumono il bilancio provvisorio di energia elettrica in Italia per l'anno 2003 e le variazioni rispetto all'anno precedente, evidenziando le voci in entrata (produzione ed import) e in uscita (destinazione per copertura fabbisogno ed export)¹.

¹ I dati del bilancio 2002 sono desunti dalla Statistica 2002 (dati consolidati) mentre i dati del bilancio 2003 sono provvisori.

Bilancio dell'energia elettrica in Italia

	2002 (GWh)	2003 (GWh)	Var 03/02 (GWh)	Var 03/02 %
Produzione lorda	284.401	292.826	8.425	3,0
Servizi ausiliari	13.618	13.784	166	1,2
Produzione netta	270.783	279.042	8.259	3,1
Ricevuta da fornitori esteri	51.519	51.486	-33	-0,1
Ceduta a clienti esteri	922	518	-404	-43,8
Destinata ai pompaggi	10.654	10.352	-302	-2,8
Richiesta totale Italia	310.726	319.658	8.932	2,9
Totale consumi	290.960	299.000	8.040	2,8
Perdite	19.766	20.658	892	4,5
Richiesta totale Italia	310.726	319.658	8.932	2,9

	2002 (GWh)	2003 (GWh)	Var 03/02 (GWh)	Var 03/02 %
Mercato vincolato	170.543	166.700	-3.843	-2,3
Mercato libero	98.224	110.000	11.776	12,0
Autoconsumi	22.193	22.300	107	0,5
Totale consumi	290.960	299.000	8.040	2,8

La destinazione dell'energia elettrica al mercato mostra un aumento nel tempo della quota a copertura dei consumi dei clienti idonei e una speculare riduzione della quota dei clienti vincolati. Nel 2003 la quota di consumi del mercato vincolato rappresenta il 55,8% del totale, contro il 58,6% del 2002. Il mercato libero, viceversa, si attesta sui 110 miliardi di kWh, con un aumento del 12% rispetto al 2002. Tale incremento è da porsi in relazione con l'aumento della platea di clienti idonei e con l'abbassamento della soglia di idoneità a 100MWh annui. La tabella mostra, infine, una stabilità della quota di autoconsumo che rappresenta nel 2003 il 7,5% dei consumi totali.

La distribuzione dei consumi per settore economico, illustrata nella tabella successiva, mostra un aumento considerevole della quota destinata al terziario il cui consumo raggiunge nel 2003 i 76,4 miliardi di kWh, con un aumento del 6,4% rispetto al 2002; molto elevati rispetto ad un trend di lungo periodo, risultano i consumi del settore domestico che crescono in linea con la domanda complessiva (+2,8%). Sotto la media si mantengono, invece, gli incrementi del settore industriale (+1,0% rispetto al 2002) che si attestano sui 152,9 miliardi di kWh, per una quota pari al 51,1% dei consumi totali.

Consumi di energia elettrica in Italia per settore

	2002 (GWh)	2003 (GWh)	Var 03/02 (GWh)	Var 03/02 %
Agricoltura	4.890	5.000	110	2,2
Industria	151.314	152.900	1.586	1,0
Terziario	71.798	76.400	4.602	6,4
Usi domestici	62.958	64.700	1.742	2,8
Totale consumi	290.960	299.000	8.040	2,8

1.2.1 La produzione nazionale

Nel 2003 la produzione netta nazionale è cresciuta del 3,1% come evidenziato nella tabella contenente i dati della produzione nazionale per fonte di generazione. I dati relativi alla produzione al netto dei servizi ausiliari, nel corso dell'anno 2003 evidenziano una diminuzione del

6,5% rispetto al 2002 della produzione idroelettrica, sostanzialmente dovuta a minori apporti naturali nella seconda metà dell'anno e che non hanno consentito il normale ciclo d'invaso dei serbatoi.

L'indice di producibilità idroelettrica annuale è risultato inferiore al corrispondente valore dell'anno precedente segnando uno 0,82 a fronte di uno 0,90 registrato nel 2002. In particolare nel mese di luglio tale indice, su base mensile, ha fatto registrare un minimo storico sulla media pluriennale dei valori a causa delle scarse precipitazioni registrate.

La produzione termoelettrica al netto dei servizi ausiliari ha raggiunto nel 2003 i 229 miliardi di kWh, pari all'82% della produzione nazionale, con un aumento del 4,9% rispetto al 2002.

La produzione netta da fonti rinnovabili geotermiche, eoliche e fotovoltaiche ha fatto registrare un aumento dell'11,2% rispetto al 2002 raggiungendo i 6,4 miliardi di kWh. L'aumento è stato particolarmente sensibile per la produzione geotermica (+14,4%) rispetto al modesto aumento della produzione eolica e fotovoltaica (+1,2%).

Produzione di energia elettrica in Italia

	2002 (GWh)	2003 (GWh)	Var 03/02 (GWh)	Var 03/02 %
Produzione idrica lorda	47.262	44.214	-3.048	-6,4
Produzione termica lorda	231.069	241.850	10.781	4,7
Produzione geotermica lorda	4.662	5.337	675	14,5
Produzione eolica e fotovoltaica lorda	1.408	1.425	17	1,2
Totale produzione lorda	284.401	292.826	8.425	3,0
Servizi ausiliari idrici	642	614	-28	-4,4
Servizi ausiliari termici	12.698	12.850	152	1,2
Servizi ausiliari geotermici	277	319	42	15,2
Servizi ausiliari eolici e fotovoltaici	1	1	0	-
Totale servizi ausiliari	13.618	13.784	166	1,2
Produzione idrica netta	46.620	43.600	-3.020	-6,5
Produzione termica netta	218.371	229.000	10.629	4,9
Produzione geotermica netta	4.385	5.018	633	14,4
Produzione eolica e fotovoltaica netta	1.407	1.424	17	1,2
Totale produzione netta	270.783	279.042	8.259	3,1

Per quanto riguarda i combustibili utilizzati per la produzione termoelettrica si osserva nel 2003 un maggior ricorso al gas naturale che registra un aumento del 19,5% rispetto al 2002 arrivando ad alimentare il 49,1% della produzione termoelettrica complessiva. Si registra, invece, una riduzione del 17,3% della generazione alimentata da prodotti petroliferi, mentre i combustibili solidi (carbone, lignite) registrano un aumento del 10% rispetto all'anno precedente. La ripartizione e le variazioni dei combustibili utilizzati nella produzione termoelettrica nazionale sono indicati in tabella.

Produzione termoelettrica lorda per combustibile

	2002 (GWh)	2003 (GWh)	Var 03/02 (GWh)	Var 03/02 %
Combustibili solidi(1)	35.447	39.000	3.553	10,0
Gas naturale	99.414	118.800	19.386	19,5
Gas derivati(2)	5.021	5.050	29	0,6
Prodotti petroliferi(3)	76.997	63.700	-13.297	-17,3
Altri combustibili solidi	12.478	13.400	922	7,4
Altri combustibili gassosi	943	1.050	107	11,3
Altre forme di energia	769	850	81	10,5
Totale produzione termoelettrica lorda	231.069	241.850	10.781	4,7

(1) Carbone, lignite.

(2) Gas d'altoforno, gas di cokeria, gas da acciaieria a ossigeno.

(3) Ceneri da olio, coke di petrolio, distillati leggeri, GPL, gas di raffineria, gasolio, olio combustibile, orimulsion, petrolio grezzo.

L'energia prodotta da impianti di generazione a fonti rinnovabili e assimilate che gode di forme di remunerazione incentivata sulla base di quanto previsto dalla normativa (provvedimento CIP 6/92, delibere dell'AEEG 108/97 e 62/02) è ritirata dal GRTN ai sensi dell'art. 3, comma 12, del D.lgs. 79/99.

Nel 2003 il GRTN ha ritirato una quantità di energia elettrica pari a 53,9 TWh di cui 50,4 TWh ceduti da impianti titolari di convenzione di cessione remunerati a tariffa CIP 6/92; 1,1 TWh ceduti da impianti titolari di convenzione di cessione di eccedenze e 2,4 TWh ceduti da impianti c.d. mini-idro. Il costo medio unitario di acquisto dell'energia per il 2003 è stato pari a 89,71 €/MWh (al netto dell'aggiornamento annuale della tariffa CIP 6).

La tabella seguente mostra la quantità totale di energia acquistata dal GRTN e la ripartizione della stessa per tipologia di incentivo.

**Acquisti di energia ex art. 3, comma 12, D.lgs. 79/99
per tipologia di remunerazione (anno 2003)**

	GWh	Milioni di Euro	€/MWh
CIP 6/92	50.360	4.623,3	91,81
Delibera 108/97	1.134	88,2	77,74
Delibera 62/02	2.398	155,3	64,77
Totale	53.893	4.866,8	90,30

Nel seguito si evidenzia la ripartizione dell'energia acquistata dal GRTN relativa agli impianti alimentati a fonti rinnovabili rispetto agli impianti a fonti assimilate e si riporta il dettaglio degli impianti per tipologia di fonte.

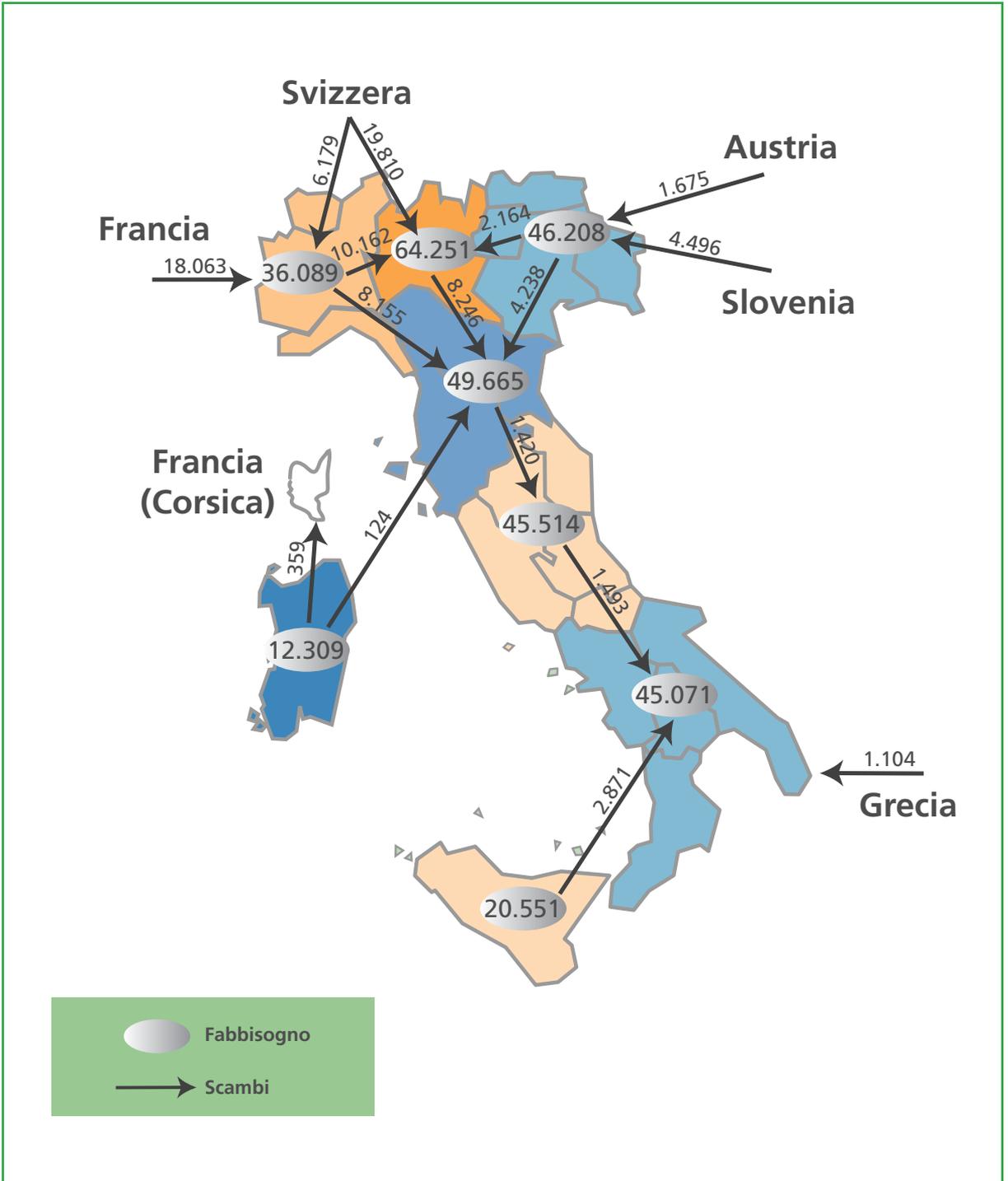
Energia acquistata ex art. 3, comma 12, D.lgs. 79/99 per tipologia di impianto (anno 2003)

	GWh	%
Impianti idroelettrici a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	1.523	2,8
Impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	2.913	5,4
Impianti eolici e geotermici	3.852	7,1
Impianti fotovoltaici, a biomasse a RSU nonché, previo accertamento impianti equiparati	3.721	6,9
Impianti che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia	17.252	32,0
Impianti che utilizzano combustibili fossili con idrocarburi	24.433	45,3
Impianti idroelettrici potenziati	199	0,4
Totale	53.893	100,0
– di cui da fonti assimilate	41.685	77,3
– di cui da fonti rinnovabili	12.208	22,7

1.3 Le importazioni e il transito sulla rete di interconnessione nel 2003

Come già evidenziato nel paragrafo 1.2 i saldi con l'estero rappresentano per l'Italia una quota considerevole di energia elettrica a copertura del fabbisogno. Nella figura seguente sono riportati i saldi degli scambi di energia registrati sulla rete per l'anno 2003 dall'estero e tra le diverse macroaree in cui è suddiviso il sistema elettrico del Paese.

Saldo movimenti fisici di energia (GWh)



I movimenti fisici di energia da e verso l'estero mostrano transiti di energia in entrata dalla frontiera settentrionale e in particolare dalla Francia e dalla Svizzera in aumento rispetto agli anni precedenti. Con riferimento agli spostamenti interni, i flussi maggiori si registrano dal nord verso il centro dove converge anche il flusso proveniente dal sud e dalla Sicilia, area elettrica integrata con il resto del sistema elettrico.

Nel 2003 il saldo di energia scambiata ha rappresentato il 15,9% delle immissioni di energia in rete a copertura del fabbisogno totale con un aumento percentuale del saldo dello 0,7% circa rispetto all'anno precedente, a ragione della diminuita esportazione.

Le importazioni di energia elettrica, dopo anni di continua crescita, hanno fatto registrare una flessione, scendendo dello 0,1% rispetto al 2002. La causa principale di tale flessione è da individuarsi nei provvedimenti (riduzione della massima capacità di trasporto sulla rete di interconnessione), presi in seguito agli eventi eccezionali del 28 settembre 2003 (Cfr. capitolo 2).

È stata, infatti, identificata l'esigenza, quale misura cautelativa, di ridurre transitoriamente i valori complessivi di importazione di energia sulla frontiera settentrionale e di promuovere l'iniziativa di tavoli tecnici congiunti con i gestori di rete dei paesi confinanti, con l'obiettivo di individuare e realizzare una serie di misure operative per l'aumento dei livelli di sicurezza di esercizio del sistema elettrico interconnesso, con particolare riferimento alla frontiera svizzera.

L'esigenza della riduzione transitoria della capacità di trasporto sull'interconnessione ha portato a determinare, per la frontiera nord, un valore massimo di importazione di potenza nel periodo invernale (gennaio-aprile e ottobre-dicembre) pari a 6.050 MW in ore diurne e 4.570 MW in ore notturne. La maggiore riduzione nelle ore notturne è riconducibile ai maggiori flussi di potenza in dette ore sulle linee interne alla Svizzera.

I valori di importazione risultano dunque inferiori di 450 MW in

ore diurne e di 1.930 MW in ore notturne rispetto al valore di capacità di trasporto sull'interconnessione per il 2004 definiti nell'ambito della *Task Force* tecnica congiunta con i gestori di rete confinanti, annualmente riunita dal GRTN.

I valori modificati della capacità di trasporto sull'interconnessione di cui sopra sono stati utilizzati come valori di esercizio durante i primi mesi del 2004 e saranno mantenuti in essere fino alla realizzazione dell'insieme di misure tecniche identificate e concordate con i gestori esteri, al fine della sicurezza operativa del sistema elettrico interconnesso. Nel momento in cui le attività dei tavoli tecnici congiunti con i TSO confinanti saranno portate a termine con successo, il GRTN prevede di incrementare i valori di capacità di trasporto sulla frontiera settentrionale.

L'importazione di potenza dalla Grecia è stata fissata anche per l'anno 2004 a 300 MW.

Riguardo all'evoluzione della capacità di trasporto nel prossimo futuro, i piani di sviluppo della rete di interconnessione prevedono, per la fine del 2004 o per i primi mesi del 2005, l'entrata in servizio della linea di interconnessione con la Svizzera a 400 kV in doppia terna "S. Fiorano-Robbia"; l'esercizio di questa nuova linea sulla rete di interconnessione dovrebbe determinare un incremento della capacità di trasporto superiore ai 1.000 MW.

1.4 L'equilibrio tra immissioni e prelievi nell'esercizio 2003

Nel 2003 la potenza richiesta dal sistema elettrico nazionale ha fatto registrare la punta di fabbisogno nel mese di dicembre segnando il valore di 53.403 MW (+1,5% circa rispetto al 2002).

Nella seguente tabella è riportata - per fonte - la potenza netta degli impianti di generazione che risultano installati confrontata con la potenza media effettivamente disponibile da impianti di generazione alle punte del periodo invernale.

Potenza censita (installata) e potenza disponibile

	2002 (MW)		2003 (MW)	
	Installata	Disponibile	Installata	Disponibile
Potenza idrica netta	20.514	13.450	20.527	13.450
Potenza termica netta	54.614	34.750	55.280	35.500
Potenza geotermica netta	665	550	665	550
Potenza eolica e fotovoltaica netta	783	200	846	200
Totale	76.576	48.950	77.318	49.700

La tabella successiva confronta, invece, la potenza in media disponibile in Italia negli anni 2002 e 2003 con la punta di domanda registratasi rispettivamente il 12 ed il 10 dicembre ed indica in forma semplificata le potenzialità del sistema elettrico nazionale interconnesso a fronte della copertura della domanda.

Produzione disponibile nell'anno rispetto alla punta di domanda

	2002 (MW)	2003 (MW)	03/02 %
Potenza installata (statistiche nazionali) netta	76.576	77.318	1,0
Potenza nazionale disponibile	48.950	49.700	1,5
Massima capacità di trasporto dall'estero (inverno)	6.300	6.100	-3,2
Totale potenza disponibile	55.250	55.800	1,0
Punta di domanda nell'anno	52.590	53.403	1,5

**Margine ulteriore disponibile per coprire
eventi accidentali ed errori di stima
della domanda**

2.660 (5,1%) 2.397 (4,5%)

L'incremento di circa 750 MW di potenza netta di generazione disponibile (1,5% rispetto al 2002) è dovuta al rientro in servizio nel corso del 2003 di impianti che hanno subito lavori di ambientalizzazione e ripotenziamento per circa 500 MW; il resto è imputabile all'avvio di nuovi impianti minori.

L'esiguo aumento di potenza totale disponibile (1,0% rispetto al 2002) associato alla riduzione della potenza importata dall'estero ha comportato una diminuzione del margine di riserva disponibile.

1.4.1 L'andamento del servizio elettrico nel 2003

Nel periodo invernale del 2003, la potenza richiesta dal sistema elettrico nazionale ha registrato un nuovo massimo storico nel mese di dicembre, con un valore di 53.403 MW alle ore 17 di mercoledì 10, segnando un incremento del 1,5% rispetto alla punta di domanda invernale del 2002 (pari il 12 dicembre a 52.590 MW).

La disponibilità di generazione complessiva, più alta rispetto a quella che si riscontra solitamente nel periodo estivo, ha permesso di coprire agevolmente il fabbisogno consentendo di mantenere sufficienti margini di riserva operativa di fronte a possibili cause di indisponibilità dei gruppi di generazione (perdita di gruppi in prova, avarie) ed alla gestione di possibili congestioni di rete.

Il periodo estivo, invece, è stato caratterizzato da condizioni meteorologiche particolari con elevate temperature che hanno fatto registrare crescite record della domanda di energia elettrica, con punte di domanda sopra la media in quasi tutte le aree del paese.

In particolare a luglio, la potenza richiesta sulla rete elettrica nazionale ha fatto segnare il massimo storico nel periodo estivo con il valore di 53.105 MW alle ore 11 di giovedì 17, con un incremento del 4,2% rispetto alla punta estiva registrata nell'anno precedente (50.974 MW venerdì 21 giugno 2002). Tale circostanza conferma la tendenza, in corso da diversi anni, all'aumento della domanda estiva e all'allineamento alla punta invernale. In particolare, nel corso del 2003, si è verificato per la prima volta il superamento della punta estiva rispetto a quella dell'inverno 2002 (52.590 MW).

Già a partire dai primi giorni del mese di giugno, l'eccezionale stabilità meteorologica segnata da lunghi periodi di caldo afoso e da un anomalo aumento delle temperature, a cui si è aggiunto

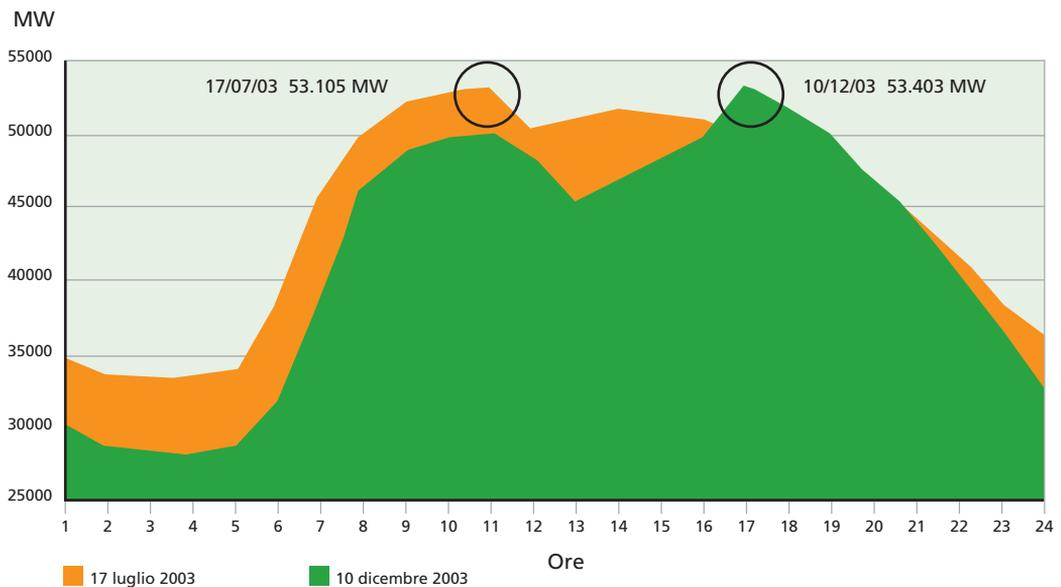
un'eccezionale periodo di siccità ha comportato:

- una forte riduzione della portata del fiume Po e del suo bacino imbrifero con conseguente riduzione della produzione delle principali centrali termoelettriche dislocate lungo il suo corso con frequente minaccia di perdita delle stesse a partire da metà luglio;
- nella parte finale del periodo estivo una sensibile diminuzione dei livelli dei bacini anche a causa dei rilasci di acqua necessari nel bacino del fiume Po.

Ai problemi della produzione si sono aggiunti i problemi derivanti dall'aumento della domanda di energia elettrica sulla RTN causato dal ricorso massiccio a condizionatori d'aria ed apparecchiature refrigeranti. L'indisponibilità aggiuntiva di impianti a causa delle alte temperature riducevano la capacità produttiva delle centrali e l'emergenza idrica abbassava fortemente il già esiguo margine di potenza disponibile per l'esercizio, richiedendo il ripetuto ricorso al distacco dei carichi con contratto di interrompibilità.

Per fare fronte alla situazione di emergenza registrata nel periodo estivo è stato necessario l'intervento diretto delle Istituzioni competenti al fine di consentire la rimozione temporanea di alcuni vincoli ambientali aumentando in tal modo la produzione. In particolare, il Ministero delle attività produttive con appositi decreti ha consentito di rimuovere alcune limitazioni imposte al parco termoelettrico, e specificatamente le limitazioni alla temperatura allo scarico dell'acqua di raffreddamento e le limitazioni al rilascio degli effluenti gassosi, consentendo un recupero di circa 2.500 MW di produzione. Allo stesso tempo il Gestore, come più estesamente illustrato nel capitolo 2, ha attuato piani di difesa del sistema elettrico, attraverso il distacco di alcune utenze, per far fronte alla situazione di esercizio. Al fine di mostrare le differenze nell'esercizio del dispacciamento a fronte della gestione delle risorse disponibili, nel periodo invernale e nel periodo estivo, la figura successiva evidenzia il confronto tra il fabbisogno nel giorno di punta estiva e quello alla punta invernale. Le differenze di andamento mostrate sono peraltro tipiche dei due periodi in esame.

Confronto Fabbisogno nei giorni di punta estiva (17/07/2003) e punta invernale (10/12/2003)



Dall'osservazione del grafico emerge quanto segue:

- l'andamento del fabbisogno nel giorno della punta invernale 2003 è stato caratterizzato da una più accentuata modulabilità nella richiesta di energia elettrica, essendo le punte di carico concentrate principalmente nei picchi del mattino (9:00 - 11:00) e del pomeriggio (16:00 - 18:00). Di contro nel giorno di punta estiva del 2003 si è avuta una permanenza del fabbisogno a valori elevati per un maggiore numero di ore, e cioè dalle 7:00 del mattino fino alle 18:00 del pomeriggio;

- in conseguenza del punto precedente, il fabbisogno in energia nel giorno di punta estiva è risultato di circa 60.000 MWh più alto rispetto al giorno della punta invernale, nel quale solamente fra le ore 16:00 e 21:00 il fabbisogno invernale ha superato quello delle corrispondenti ore della punta estiva;
- quanto sopra osservato evidenzia, nella situazione estiva, un più prolungato utilizzo delle risorse di generazione ed un'esigenza di riserva in energia di più ampia durata la cui carenza ha reso necessario il ricorso all'interruzione di utenza industriale con contratto di interrompibilità.

Con le criticità indicate, l'*indice di disalimentazione* – definito come il rapporto fra l'energia non fornita nel corso dell'anno a causa di perturbazioni sul sistema elettrico e la punta di fabbisogno in potenza nel periodo in esame – è stato pari a 17 minuti e 57 secondi. Tale valore tiene conto dei distacchi temporanei di carico per i clienti interrompibili che hanno comportato una riduzione di energia nella fornitura di circa 12.850 MWh, al netto dell'energia non fornita a seguito degli eventi del 28 settembre.

1.5 I servizi ausiliari per il dispacciamento

Per far fronte a situazioni di insufficiente disponibilità di energia elettrica per garantire l'equilibrio in tempo reale, il Gestore si avvale delle risorse per il dispacciamento e in particolare dei servizi di regolazione primaria e secondaria e del servizio di riserva.

L'UCTE ha pubblicato all'inizio del 2004 il suo ultimo rapporto sulla qualità della regolazione primaria e secondaria nei diversi paesi membri. Gli indicatori di qualità di ciascun paese si riferiscono all'ultimo trimestre del 2003 preso come periodo di riferimento per la verifica dei parametri annuali di qualità dei servizi.

Per quanto riguarda la regolazione primaria il comportamento del

sistema elettrico italiano in risposta ai transitori di frequenza dimostra che il servizio fornito dalle unità di generazione, seppure con qualche eccezione, è globalmente soddisfacente ed in linea con quanto prescritto nelle Regole per il dispacciamento che ne obbligano la fornitura.

Di contro il Rapporto dell'UCTE segnala alcune criticità nella gestione della regolazione secondaria e soprattutto fornisce una chiara dimostrazione del progressivo peggioramento di detto servizio nel sistema elettrico italiano.

Al riguardo il Rapporto registra l'impatto negativo sulla qualità della frequenza della rete interconnessa UCTE conseguente alle prestazioni del servizio in Italia.

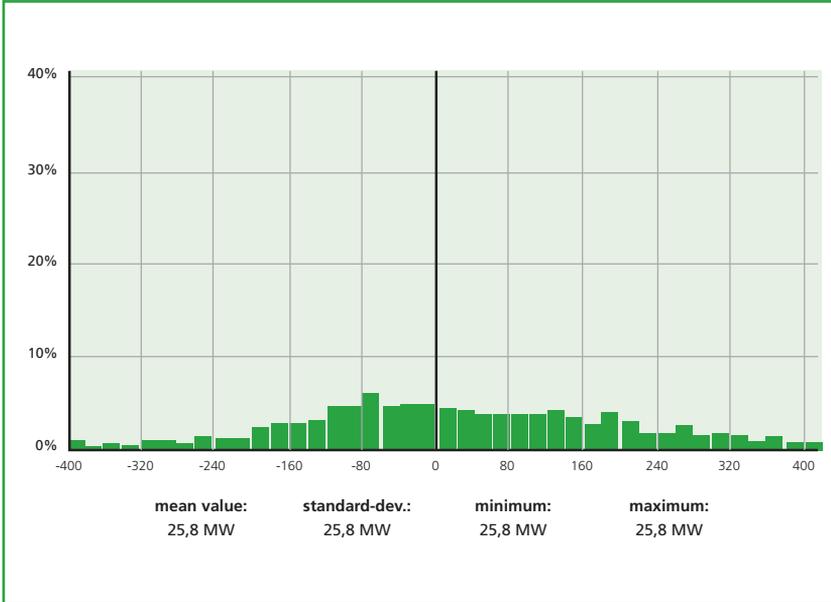
In particolare, il confronto con gli indicatori di qualità della regolazione secondaria di paesi confinanti riportati nel "Rapporto Periodico UCTE sulla Qualità della regolazione Primaria e Secondaria", mostra performance negative per l'Italia nei confronti degli altri paesi.

Prendendo a riferimento l'errore di rete (c.d. *ACE - Area Control Error*), il quale rappresenta la combinazione della deviazione della frequenza UCTE rispetto al valore di riferimento (ΔF) con la deviazione della potenza di scambio (ΔP), è possibile fornire un indice della capacità della regolazione secondaria del paese in esame di riportare la frequenza e la potenza di scambio ai valori di programma.

La distribuzione statistica di detto errore è la tipica "campana" (curva gaussiana), tanto più rappresentativa della bontà della regolazione secondaria quanto più detta "campana" è stretta e centrata sul valore "zero".

Il grafico seguente mostra la curva gaussiana che rappresenta l'ACE italiano, di cui sono riportati anche i parametri caratteristici (valore medio, deviazione standard, valore minimo e valore massimo).

Errore di regolazione medio orario ΔPh (MW) Area Control Error - Italia



Il grafico evidenzia come, nel caso italiano, si registri una dispersione dell'errore di regolazione in un intervallo molto ampio che va da circa -500 MW (valore minimo) a circa +640 MW (valore massimo). Tale osservazione attesta una performance non ottimale della regolazione secondaria, conseguenza di un servizio inefficace per le ragioni che saranno ampiamente illustrate nelle considerazioni successive.

La tabella seguente confronta parametri caratteristici (deviazione standard) dell'Italia con quelli degli altri paesi UCTE (fonte UCTE).

Area Control Error (ACE) - Errore di regolazione medio orario ΔPh

Paese	Deviazione standard (MW)
Italia	182
Austria	17
Belgio	24
Blocco Centrel (Polonia+Ungheria+R. Ceca+R.Slovacca)	34
Blocco FEP (Francia+Spagna+Portogallo)	109
Blocco JIEL (Serbia+Montenegro+Macedonai+R. Srpska)	86
Bulgaria	12
Germania	142
Grecia	45
Olanda	30
Romania	9
Slovenia+Croazia	26
Svizzera	22

In Italia, oltre ad essere evidente un valore mediamente elevato della deviazione dal programma, si può notare la tendenza del sistema a deviare “positivamente” immettendo cioè energia nel sistema UCTE.

Ciò contribuisce ad innalzare il valore di frequenza a livello UCTE e comporta frequenti correzioni del cosiddetto “errore di tempo”, negli ultimi tempi sempre di segno positivo.

Inoltre, in base agli accordi sull’interconnessione, è necessario da parte italiana “recuperare” l’eccesso di energia immesso reimpostandola nelle stesse ore e con le stesse modalità.

Quanto sopra rilevato evidenzia la rilevanza che la regolazione secondaria potenza/frequenza assume nel controllo del sistema elettrico in tempo reale, funzione indispensabile nella gestione in sicurezza del sistema elettrico interconnesso quale quello dell’UCTE.

In tale contesto ogni paese deve disporre di una banda di regolazione definita in base alle regole UCTE, il cui ammontare dipende dal fabbisogno interno dei singoli paesi e che per l’Italia non dovrebbe essere inferiore a 1.200 MW.

Di fatto, nell'esercizio in tempo reale, non è stato quasi mai possibile soddisfare adeguatamente tale esigenza, a causa della mancanza di offerta di regolazione secondaria sulle unità termoelettriche.

La banda di regolazione è risultata quasi interamente disponibile sugli impianti di pompaggio che per loro utilizzo tipico sono in servizio in ore di punta.

Quindi in periodi di tempo non trascurabili, ad esempio la notte ed i giorni festivi, sono risultati valori complessivi di banda di regolazione secondaria praticamente inesistenti.

Il GRTN in conformità alle Regole per il dispacciamento vigenti, chiede ai singoli gruppi in grado di fornire detto servizio di mettere a disposizione una quota parte della potenza disponibile. In tempo reale tuttavia la disponibilità, in particolare dei gruppi termoelettrici, è risultata sempre ridotta per cause che non hanno consentito la partecipazione degli stessi alla regolazione secondaria come:

- avarie o problemi di assetto dei gruppi;
- indisponibilità temporanea di gruppi idonei al servizio per repowering, ambientalizzazione, etc.;
- regolamentazione inerente la remunerazione dei servizi di sistema;
- regolamentazione inerente le fasce di remunerazione dell'energia che non rende sincrona l'esigenza di ottimizzazione economica del produttore con le esigenze di regolazione del sistema elettrico da parte del GRTN;
- indisponibilità di banda di regolazione nelle ore vuote con conseguente impatto negativo sull'esercizio dell'interconnessione che ha sopperito in modo evidente alla mancanza di regolazione secondaria in Italia.

2 La sicurezza del sistema elettrico italiano

2.1 Introduzione

L'esercizio in sicurezza del sistema elettrico da parte del GRTN si delinea in una serie di attività che comprendono: la programmazione; il controllo in linea; la protezione del sistema; la messa in atto di sistemi di difesa; il controllo transitorio della frequenza e la riaccensione in caso di disservizio. Gli eventi verificatisi nel corso del 2003, le interruzioni parziali del servizio elettrico nel mese di giugno e il *black out* nel mese di settembre, richiedono una trattazione specifica del tema della sicurezza del sistema elettrico italiano. Il problema della sicurezza può essere visto da diverse angolazioni: da un lato la sicurezza degli approvvigionamenti e la garanzia dell'equilibrio tra immissioni e prelievi sulla rete in tempo reale, dall'altro la sicurezza tecnica del sistema di trasmissione ovvero le funzioni tecniche e i meccanismi operativi necessari al corretto funzionamento della rete sul territorio.

Il capitolo affronta entrambi gli argomenti. La prima parte è dedicata alla descrizione, in esercizio, degli eventi del 26 giugno e del 28 settembre. La seconda, anche alla luce dell'esperienza maturata in seguito alle interruzioni avvenute nel 2003, segnala le azioni intraprese dal Gestore per risolvere i problemi connessi alla sicurezza del sistema e programmare interventi mirati e innovativi che rispondano agli sviluppi del sistema elettrico nazionale. I diversi aspetti trattati hanno anche una diversa connotazione temporale. Il problema della sicurezza degli approvvigionamenti riguarda infatti le funzioni esercitate dal dispacciamento attraverso l'utilizzo delle risorse disponibili nel sistema e richiede un'attenta definizione delle responsabilità e delle relazioni contrattuali tra Gestore e soggetti terzi nell'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento. Il problema della sicurezza della rete rispetto ai cambiamenti del sistema, invece, è un'operazione di programmazione di medio e lungo termine finalizzata a mettere in atto le azioni necessarie al miglioramento da un lato dei servizi per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti, dall'altro all'innovazione della struttura della rete di trasmissione esistente.

2.2 Gli eventi eccezionali nel corso dell'esercizio 2003

Nel 2003 il sistema elettrico ha sperimentato due eventi particolari: il primo, avvenuto il 26 giugno 2003, che ha riguardato l'inadeguatezza degli approvvigionamenti in un periodo di massimo carico; il secondo, avvenuto il 28 settembre 2003, in cui si è registrato un *black out* sull'intero territorio, con eccezione della Sardegna.

Il 26 giugno costituisce un evento dalle conseguenze limitate generato da una concomitanza di cause complesse mentre il 28 settembre è un evento dalle conseguenze rilevanti originato da un fatto singolo e tecnicamente circoscrivibile.

Mentre il 26 giugno non è mai stato perso il controllo del sistema e non si può tecnicamente parlare di *black out*, il 28 settembre il sistema ha registrato lo spegnimento totale che ha richiesto circa 13 ore per il ripristino del 98% della funzionalità e di ulteriori sette ore per il completamento della ripresa a livello locale.

2.2.1 L'evento del 26 giugno 2003

Il 26 giugno 2003 l'attività di dispacciamento è stata caratterizzata da una concomitanza di eventi negativi quali:

- domanda di energia elettrica eccezionalmente elevata rispetto alle risorse disponibili;
 - condizioni di caldo record e perdurante siccità;
 - indisponibilità delle risorse di produzione fuori della norma sia per cause accidentali sia per vincoli esterni (limitazioni ambientali);
 - minore contributo dell'importazione dall'estero a causa della riduzione operata dall'EDF sui contratti di fornitura a Enel Spa.
- Tali circostanze, prevalentemente originate in Italia e peculiari della struttura del sistema elettrico italiano, hanno confermato la vulnerabilità dello stesso a fronte di incrementi repentini di fabbisogno e/o di indisponibilità di generazione.

L'esigenza primaria di mantenere il controllo del sistema anche in tali condizioni ha comportato, il 26 giugno 2003, l'attuazione del primo livello del turno di distacchi dell'utenza diffusa, secondo le previsioni elaborate il giorno precedente.

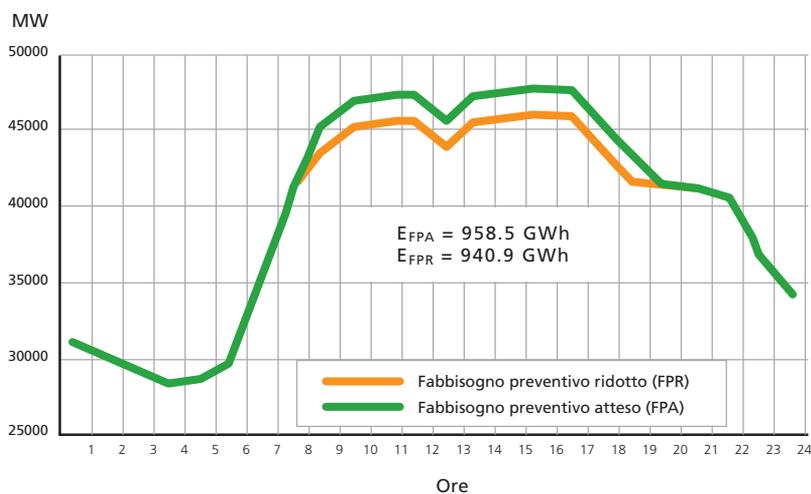
¹ Nei mesi estivi una temperatura superiore ai 26°C incide sul fabbisogno, in ore diurne, per 500-600 MW/°C e comporta indisponibilità di produzione dovuta sia ad Alta Temperatura allo Scarico (ATS) sia a diminuzioni di rendimento nei cicli combinati.

Di seguito si fornisce una breve descrizione degli eventi che hanno condotto a tale decisione.

La programmazione del sistema elettrico per il 26 giugno 2003

Le considerazioni riportate nel seguito si riferiscono ad un perimetro del sistema elettrico controllato dal GRTN in fase di programmazione e in tempo reale corrispondente all'89% circa della domanda di energia elettrica del Paese. Alla copertura di tale perimetro concorrono gli scambi con l'estero e parte della produzione nazionale. Tale circostanza, che permarrà sino a quando gli operatori non avranno completato la connessione al sistema di controllo del GRTN, sebbene non incida significativamente sul controllo del sistema e sulla sicurezza, comporta tuttavia una visione incompleta del sistema con aumento delle incertezze insite nei processi di previsione. Il giorno 25 giugno 2003 la previsione del fabbisogno atteso (FPA) per il giorno seguente 26 giugno risultava come in figura 1.

Previsione diagramma di carico del giorno 26 giugno 2003



³ Rispettivamente 3.054 MW e 3.840 MW in più rispetto al consuntivo relativo all'ultimo giovedì del giugno 2002.

La previsione in potenza nelle ore di punta di detto giorno era pari a 47.400 MW alle 11:00 e a 47.700 MW alle ore 16:00³. Il valore previsto per le ore 16:00 superava sensibilmente il record di potenza massima registrato nel precedente periodo invernale (12 dicembre 2002 alle ore 17, pari a 47.511 MW). Il fabbisogno previsto in ore piene presentava, inoltre, il tipico andamento piatto del periodo estivo, con conseguente elevata richiesta di energia in dette ore.

A copertura della richiesta prevista per le ore 11 del giorno 26 giugno, riferito sempre all'89% della quota di fabbisogno controllata dal GRTN, risultavano disponibili le seguenti risorse:

Risorse	Potenza disponibile (MW)
Parco Idroelettrico	10.600*
Parco Termoelettrico	25.000
Terzi	7.000
Estero	4.900
Totale	47.500

* Tale valore include la riserva a 8h disponibile alle ore 11.

Di contro, oltre a quanto già previsto a livello di programmazione settimanale, alle ore 11:00 del 26 giugno risultava un'ulteriore indisponibilità di mezzi di produzione come di seguito descritto:

Risorse	Potenza disponibile (MW)	Note
Parco Idroelettrico	2.000	- Minore disponibilità idroelettrica
Parco Termoelettrico	2.800	- Riduzione per Alta Temperatura allo Scarico ((ATS)=1.560 MW; - Avaria nel programma giornaliero =1.265 MW
Terzi	0	
Estero	800	- riduzione EDF sul contratto di fornitura a Enel Spa
Totale	5.600	

In tale scenario, già in fase di programmazione, le risorse di produzione disponibili per la copertura del diagramma di carico dalle ore 9 alle ore 19 risultavano insufficienti, sia in potenza che in energia.

Detta situazione, decisamente critica, scontava anche la riduzione applicata⁴, dalle ore 08:00 alle ore 20:00, da EDF di 800 MW sul proprio contratto di fornitura a Enel Spa.

Prima fase di programmazione dell'esercizio

A fronte della scarsa disponibilità di risorse per il giorno seguente risultava necessaria, per la chiusura del programma di produzione e trasmissione giornaliero⁵, una riduzione del carico dell'ordine di 1.600 MW dalle ore 9 alle ore 19. Il fabbisogno preventivo ridotto (FPR), di cui alla curva verde della figura precedente), assumeva pertanto il significato di fabbisogno (massimo) di riferimento che sarebbe stato possibile coprire il giorno successivo.

Per il contenimento del carico si prevedeva quindi la disalimentazione dei clienti interrompibili con e senza preavviso. Inoltre, essendo attesi, in alcuni nodi della rete di trasmissione, profili di tensione degradati si programmava la variazione al "set-point 2"⁶ della tensione di riferimento dei trasformatori AT/MT delle cabine primarie. A detta azione è associabile un fenomeno secondario di riduzione del carico incluso nei 1.600 MW.

La citata riduzione del diagramma di carico era la minima che consentisse la chiusura del bilancio in energia e potenza nel programma giornaliero operativo per il giorno 26 ma anche la massima possibile con le utenze soggette a clausola d'interrompibilità.

L'entità della riduzione non consentiva comunque di ristabilire la piena disponibilità dei margini operativi in quanto il piano prevedeva:

- durante le ore diurne, tutte le unità turbogas in ciclo aperto disponibili in esercizio (circa 600 MW);
- la riserva operativa a 8h alle ore 11 pari a circa 1.500 MW e

⁴ Già dal giorno precedente erano in corso le procedure di riallocazione della capacità sulla frontiera francese.

⁵ Chiudere il programma significa assicurare l'equilibrio tra le immissioni e i prelievi, nel rispetto dei vincoli tecnici della produzione idroelettrica e dei limiti di trasporto.

⁶ Il set point 2 corrisponde alla fissazione dei valori di riferimento dei regolatori di tensione dei trasformatori AT/MT a un valore pari al valore nominale ridotto del 3%.

⁷ Tali valori sono rispettivamente pari al 3.3% e al 3.6% del carico previsto (FPR) nelle ore corrispondenti. Si evidenzia che alla previsione di carico si accompagna un errore percentuale in punta che, nel periodo estivo, in giorni infrasettimanali, non supera l'1.8%, con una confidenza del 95%.

⁹ Eventi quali quello prospettato non possono essere trattati con modelli probabilistici.

¹⁰ Riferimento Documento: "Enel Divisione Distribuzione, PESSE 2000 Piano di Emergenza per la Sicurezza del Servizio Elettrico - Adattamento per l'anno 2000, Versione 1.1 del 21/11/1999".

quella a 4h alle ore 16 pari a circa 1.680 MW⁷, valori al di sotto dei circa 3.500 MW che, con riferimento al perimetro 89%, sono ritenuti normali per garantire la sicurezza del sistema;

- la riserva idroelettrica a 8h alle ore 11, nell'Italia continentale, pari a circa 1.300 MW, valore inferiore a quello ritenuto normale.

Seconda fase di programmazione dell'esercizio

A programmazione giornaliera non ancora conclusa, il GRTN non poteva ignorare l'informazione pervenuta riguardante il basso livello del fiume Po in provincia di Piacenza.

Infatti, a causa dei pochi centimetri di margine rispetto al livello minimo consentito per il funzionamento della centrale di La Casella, era messa a rischio tutta o parte (sino a un massimo di 1.200 MW) della produzione della centrale.

Per fronteggiare tale ulteriore fattore di incertezza⁹, si riteneva necessario, a meno di ridurre ulteriormente la già esigua riserva operativa in potenza ed energia, prevedere un'ulteriore riduzione del carico mediante l'applicazione del primo livello di turno di distacchi di utenza diffusa tra le ore 09:00 e le 16:30 del giorno 26 giugno, con l'ovvia riserva di non attuarla in caso di sovrastima del fabbisogno.

Non essendo previste congestioni di rete, non era necessario differenziare le aree d'applicazione del piano.

La disponibilità di ulteriore carico riducibile consentiva di riservare il distacco delle utenze interrompibili senza preavviso in tempo reale per equilibrare tempestivamente, e direttamente dalle sale controllo del GRTN, le eventuali perdite di produzione.

Alla luce di quanto descritto, il programma di produzione vedeva tutte le risorse impegnate al massimo per soddisfare un fabbisogno inferiore (FPR) a quello atteso effettivamente (FPA).

La stessa riserva, per quanto esigua, e le predisposizioni di carico da distaccare assumevano un significato diverso dal normale in quanto non più destinate a fronteggiare errori di previsione del

fabbisogno atteso o indisponibilità di generazione causata da normali tassi di guasto.

Tali risorse si configuravano, invece, quali strumenti di bilanciamento per evitare di richiedere un eccesso di distacco programmato da decidere il giorno prima.

Alla luce di tali fattori, la priorità degli interventi correttivi decisi per l'indomani e contemplati nel programma giornaliero veniva stabilita come segue: impostazione del set point 2; disalimentazione delle utenze interrompibili con preavviso; primo livello di turno di distacchi di utenza diffusa; disalimentazione tempestiva delle utenze interrompibili senza preavviso dal Banco Manovra Interrompibili (BMI).

Bilancio dell'esercizio

In una situazione critica per la copertura del fabbisogno, la riduzione dell'import dalla Francia, parzialmente recuperata a consuntivo, e la precarietà della produzione di La Casella determinavano un deficit energetico d'importanza maggiore rispetto al più ricorrente deficit di potenza alle punte, che induceva a adottare adeguate contromisure programmate quale unico strumento atto a evitare disagi più gravi all'utenza.

Il distacco d'utenza risultava, a consuntivo, superiore a quanto dichiarato/stimato a preventivo dai distributori.

Tuttavia il maggior distacco d'utenza diffusa o le riduzioni collaterali consentivano di compensare l'altro fenomeno di segno opposto e fuori dalla norma, costituito dall'elevata indisponibilità della generazione, sicuramente superiore al previsto. In tale contesto, è importante sottolineare che le limitazioni dovute a cause ambientali sono state sottostimate dai produttori inducendo il GRTN a contare su risorse di produzione che poi venivano a mancare in tempo reale.

Al di là dei problemi d'applicazione delle procedure d'emergenza e dei motivi che hanno ridotto i margini operativi, l'esercizio del sistema elettrico nel giorno in questione è stato correttamente

gestito negli unici modi possibili: riducendo in modo controllato il carico e amministrando attentamente le risorse idroelettriche disponibili.

La scarsa possibilità di valutazione in linea di variabili importanti, quali l'entità del PESSE e del set point 2, hanno influenzato le scelte in tempo reale, accentuandone le criticità come spesso accade in periodi in cui i margini operativi sono decisamente esigui per tutto l'arco della giornata.

L'incertezza sul fabbisogno, in particolare se si considerano i valori registrati fino alle 8 e dunque prima che il suo andamento fosse condizionato dagli eventi descritti, è stata dell' 1-2% e si è sovrapposta ai normali errori di previsione e di visione dei fenomeni in tempo reale.

In questo contesto, nel tempo reale si è sempre operato nell'ipotesi che il fabbisogno di riferimento, cioè quello che si sarebbe presentato al cessare delle azioni correttive, fosse quello indicato con FPA.

Con tale assunzione, avvalorata dalla già citata buona corrispondenza tra preventivo e consuntivo fuori dalle ore di distacco, sono state correttamente amministrare le risorse di copertura del fabbisogno e le azioni correttive con il minimo margine di riserva, in energia e in potenza.

In particolare la cessazione anticipata dell'attuazione del distacco d'utenze diffuse era impraticabile, data l'indisponibilità di produzione e lo scarto del fabbisogno.

Il buon controllo del sistema è anche dimostrato dal fatto che il giorno 26 giugno, nonostante le azioni correttive poste in atto, ha fatto registrare il terzo valore di massimo carico in energia nel mese (924 GWh), consecutivo al primo (933,7 GWh il martedì 24) e al secondo valore (931,6 GWh il mercoledì 25) entrambi registrati nella stessa settimana.

Va infine sottolineata la favorevole circostanza di assoluta assenza di guasti sulla rete di trasmissione nazionale.

Provvedimenti messi in atto e apprendimento dell'esperienza

L'esperienza d'esercizio del 26 giugno ha consentito di evidenziare alcune criticità relative a diversi aspetti del sistema elettrico e di proporre azioni di miglioramento. In particolare si segnalano gli aspetti riportati di seguito.

1) PESSE e metodi di valutazione del carico diffuso interrompibile

Il PESSE (Piano di Emergenza per la Sicurezza del Servizio Elettrico) si è dimostrato uno strumento essenziale per il controllo del sistema elettrico.

Considerato il notevole impatto sulla utenza diffusa, è emersa la necessità di disporre di una maggiore precisione nella valutazione del carico asservito al PESSE e di una valutazione delle probabilità associata alle previsioni, sia in fase previsionale che in tempo reale. Dal punto di vista operativo è stato confermato che il Dispacciamento, senza entrare nel merito dei turni di rischio da applicare, deve stabilire: l'entità del carico da distaccare, l'area geografica, l'intervallo orario.

È poi compito del distributore assicurare un livello del turno corrispondente alla richiesta in MW del Gestore e monitorare il comportamento dell'utenza evitando eccessi di distacco.

2) Banco Manovra Interrompibili (BMI) con preavviso

A seguito dell'intervento del BMI e dell'analisi del carico effettivamente asservito a tale funzione sono emerse le seguenti esigenze:

- certezza che la potenza contrattualizzata a tale scopo sia realmente disponibile e corrisponda a quella dei circuiti che verranno disconnessi;
- ricezione di segnali certi e visibilità sul monitor della sala controllo del GRTN del carico effettivamente distaccato;
- miglioramento dei metodi di comunicazione con gli operatori interessati per consentire chiare informazioni agli stessi della durata delle disalimentazione.

In merito alla priorità dell'interrompibilità, l'esperienza del 26 giugno

e dell'intero mese ha messo in risalto l'importanza dell'interrompibilità "senza preavviso". Tale circostanza ha consolidato l'opinione sulla priorità d'attuazione dell'interrompibilità senza preavviso rispetto a quella con preavviso in quanto la rapidità d'attuazione rende la prima equiparabile alla riserva primaria.

3) Completa osservabilità della produzione

Oltre ad un maggior controllo delle manutenzioni e dei programmi di produzione, il Gestore dovrebbe poter contare in futuro su una maggiore osservabilità degli impianti ancora non rilevati nel Sistema di supervisione e acquisizione dati (c.d. SCADA) del GRTN e di cui viene comunque controllato lo scambio fra la rete nazionale e dette reti. La non osservabilità di tali impianti nel perimetro del GRTN (attualmente dell'89%) comporta un'incertezza di valutazione variabile tra lo 0,5% e l'1% in tempo reale.

4) Efficienza e vincoli ambientali degli impianti

Un ulteriore punto di approfondimento riguarda l'efficienza di tutti gli impianti, il cui recupero deve spingere a intraprendere le azioni più opportune con il diretto coinvolgimento di tutti gli operatori del settore.

Dopo la crisi del 26 giugno, il MAP ha consentito una rimozione regolata e controllata di alcune limitazioni imposte al parco termoelettrico, e specificatamente le limitazioni alla temperatura allo scarico dell'acqua di raffreddamento e le limitazioni al rilascio degli effluenti gassosi, consentendo un recupero di circa 2.500 MW. Tale provvedimento, insieme a quello relativo agli impianti non ambientalizzati, ha contribuito in modo determinante a fronteggiare la carenza di riserva operativa.

2.2.2 L'evento del 28 settembre 2003

Il giorno 28 settembre 2003 alle ore 3.25, si sono verificati, nell'arco di alcuni minuti, una serie di eventi che hanno portato alla

separazione dell'intero sistema elettrico nazionale dalla rete europea. Tali eventi hanno provocato, nella rete elettrica italiana, un deficit di immissione di energia elettrica di circa 6.400 MW, pari a circa il 27% del fabbisogno di energia elettrica sulla rete nazionale, che ha condotto, dopo un tempo di circa due minuti e mezzo, il sistema elettrico italiano allo stato di *black out*. Il disservizio non coinvolgeva la rete elettrica in Sardegna in quanto la stessa era separata dal Continente per lavori sul cavo di collegamento SA.CO.I previsti fino al 10 ottobre 2003.

All'atto del riconoscimento dello stato di *black out*, i centri di controllo del GRTN, centrale e locali, iniziavano un'azione di coordinamento delle interfacce operative delle società di produzione, di trasmissione e di distribuzione per l'attuazione del piano di riaccensione per ripristinare il normale funzionamento del sistema elettrico nazionale. Lo stato di emergenza era comunicato anche alla sala operativa della Protezione Civile con la quale si instaurava un'intensa cooperazione nella gestione dell'emergenza nei riguardi della popolazione e delle infrastrutture critiche del Paese. Il disservizio terminava alle ore 21.41 dello stesso giorno con la rialimentazione degli ultimi carichi in Sicilia e risultava il più grave degli ultimi anni.

La ricostruzione delle cause primarie e secondarie, all'origine del disservizio, è tuttora in corso. A tal fine sono state avviate indagini da parte del MAP, dell'Autorità e della Magistratura. Nella parte successiva il rapporto ripercorre le fasi salienti del disservizio.

In particolare viene ricostruito il distacco della rete italiana dal sistema interconnesso europeo anche alla luce di quanto ricostruito nel rapporto UCTE.

2.2.3 Il sistema elettrico nazionale prima del disservizio

Il sistema elettrico nazionale era programmato ed esercito in sicurezza N-1 anche nei momenti precedenti gli eventi che hanno portato al disservizio. Il sistema elettrico era quindi in grado di

fronteggiare correttamente la perdita di un qualsiasi singolo elemento di rete, compreso un qualsiasi collegamento di interconnessione con l'estero, o la perdita dell'unità di produzione di taglia maggiore in servizio.

L'equilibrio tra le immissioni e i prelievi di energia elettrica, sul sistema elettrico nazionale a esclusione della Sardegna, presentava i seguenti valori di bilancio a preventivo (ore 3.00) e consuntivo (ore 03:25)¹¹.

Bilancio Continente + Sicilia in potenza (MW) il 28 settembre 2003

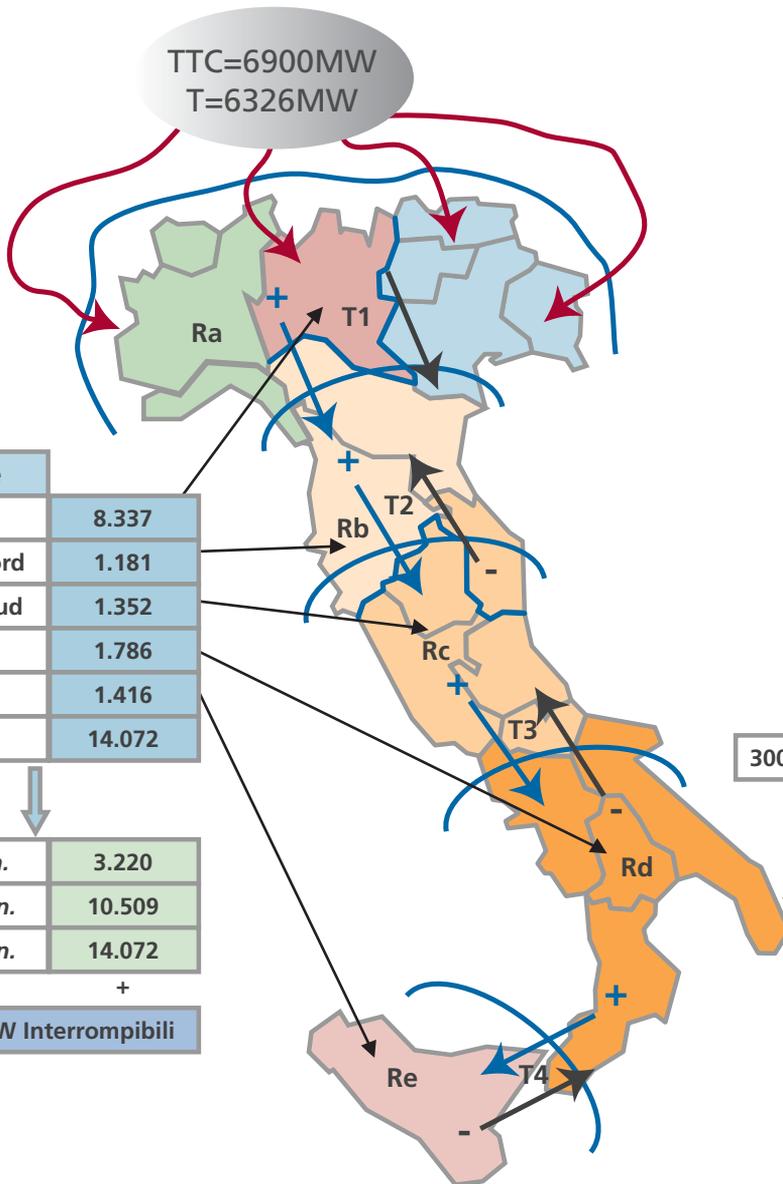
	Preventivo h 3.00	Consuntivo h 3.00	Consuntivo h 3.25
Fabbisogno	23.240	23.930	23.918
Assorbimento Pompe	3.288	3.487	3.275
Assorbimento S.Marino + Vaticano	27	27	27
Totale Prelievo	26.555	27.444	27.220
Produzione Termoelettrica	18.231	18.748	18.853
Produzione Idroelettrica	1.051	1.184	1.180
Geotermico	580	551	551
Eolico 10	10	10	
Totale Produzione¹²	19.872	20.493	20.594
Importazione estero - Front. Nord	6.408	6.651	6.326
Importazione estero - Front. Grecia	285	300	300
Totale importazione Estero	6.693	6.951	6.626

I flussi di potenza erano inoltre nei limiti; in particolare l'importazione dalla frontiera nord era nei limiti della TTC come mostrato nella seguente figura.

¹¹ I bilanci in potenza sono effettuati su base oraria per cui i valori ricavati alle ore 03:25 sono valutati, in particolare, su una rilevazione puntuale ricavata dalle telemisure dei sistemi di controllo del GRTN.

¹² Nel totale sono compresi circa 3400 MW di autoproduzione e generazione immessa su reti a media tensione.

TTC=6900MW
T=6326MW



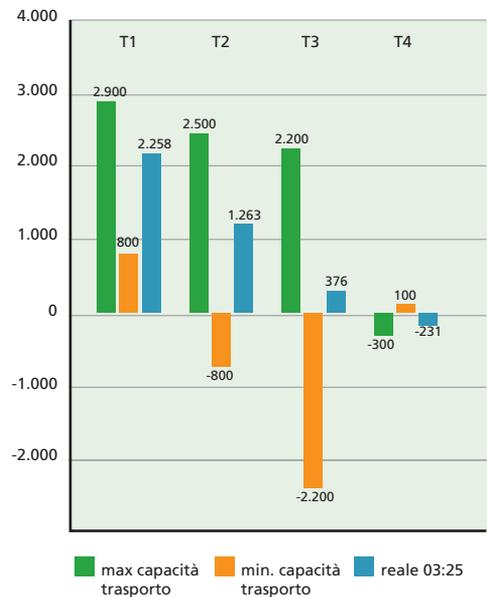
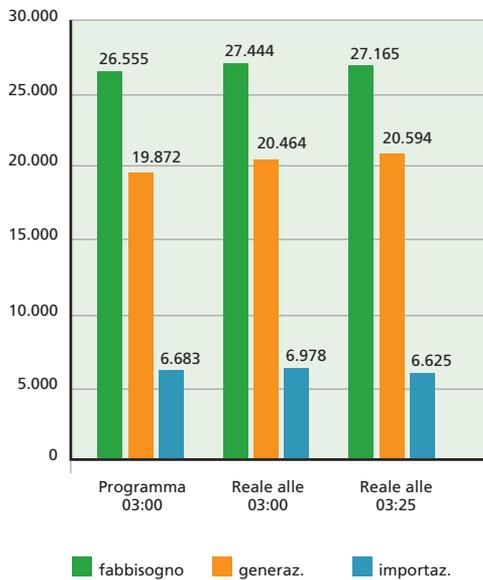
Riserve	
Nord	8.337
Cento Nord	1.181
Centro Sud	1.352
Sud	1.786
Sicilia	1.416
Totale	14.072

<i>in 5 min.</i>	3.220
<i>in 20 min.</i>	10.509
<i>in 60 min.</i>	14.072

+

1.200 MW Interrompibili

300 MW dalla Grecia



Quattro linee a 380 kV e cinque a 220 kV erano fuori servizio per manutenzione o per controllo delle tensioni sul sistema primario. La riserva era ampiamente sufficiente, sia in termini di rapidità di intervento sia in termini di quantità, per poter fronteggiare qualsiasi evento previsto dagli standard di conduzione del sistema in sicurezza N-1, compresa la totale sostituzione delle importazioni complessive dal nord in tempi compresi fra 5 minuti e 20 minuti. Non erano presenti criticità note del sistema UCTE e in particolare dei sistemi alla frontiera. La sicurezza del sistema elettrico nazionale, inquadrata nel più ampio sistema costituito dalla rete interconnessa europea, si fonda sul principio consolidato secondo cui rientra nella responsabilità di ogni operatore di sistema di un'area interconnessa garantirne la sicurezza, sulla base della disponibilità delle contromisure interne alla propria area e gestibili da quest'ultimo.

2.2.4 La separazione del sistema dalla rete europea

Alle 3 e 11 ETRANS chiedeva all'operatore del GRTN di riportare ai valori programmati lo scambio di potenza, senza specificazione di eventi precedenti, di urgenza né di particolari esigenze di servizio. Le operazioni di riduzione iniziavano immediatamente ma senza rivestire carattere d'emergenza.

Alle 3 e 21, a seguito della comunicazione telefonica da ETRANS, aveva effetto la riduzione dell'importazione realizzato con il distacco di una pompa a Entracque (pari a -155 MW) e incrementando la produzione termoelettrica nei gruppi di Montalto 21 (da 100 MW), di Torvaldaliga Nord (70 MW), Rossano 1 e Rossano 4 (50 MW) per un totale di 270 MW.

Quattro minuti più tardi, alle 3:25:34 iniziava e si concludeva nell'arco di 12 secondi circa la separazione quasi completa dalla rete UCTE. Un debole collegamento a 132 kV, che manteneva la connessione con la Slovenia tramite la trasformazione a Padriciano, restava attivo per altri 50 secondi circa.

Lo scatto in cascata di tutte le direttrici d'interconnessione avveniva per il considerevole travaso di potenza dalla frontiera svizzera a quella francese e poi alle restanti.

Come è stato accertato a posteriori, la separazione è da imputare alla perdita definitiva alle 3:01 del collegamento Mettlen - Lavorgo in Svizzera che, a sua volta, aveva provocato il sovraccarico della linea Soazza - Sils, anch'essa in territorio elvetico. Tale sovraccarico, non efficacemente contrastato da contromisure a carico dell'operatore Svizzero, perdurava per circa 24 minuti, causando la successiva perdita anche della linea Soazza - Sils per corto circuito provocato dalla diminuzione, associata al riscaldamento dei conduttori, della distanza tra conduttore stesso e gli alberi circostanti.

Errate valutazioni, mancata applicazione di contromisure in Svizzera, omessa comunicazione della situazione reale in Svizzera e conseguente assenza di senso d'urgenza sono la causa prima della separazione e quindi della successiva evoluzione del disservizio sulla base delle risultanze emerse dall'indagine dell'UCTE

(cfr. Rapporto Finale dell'*Investigation Committee* dell'UCTE sul *black out* in Italia del 28 settembre 2003, pubblicato il 27 ottobre 2003).

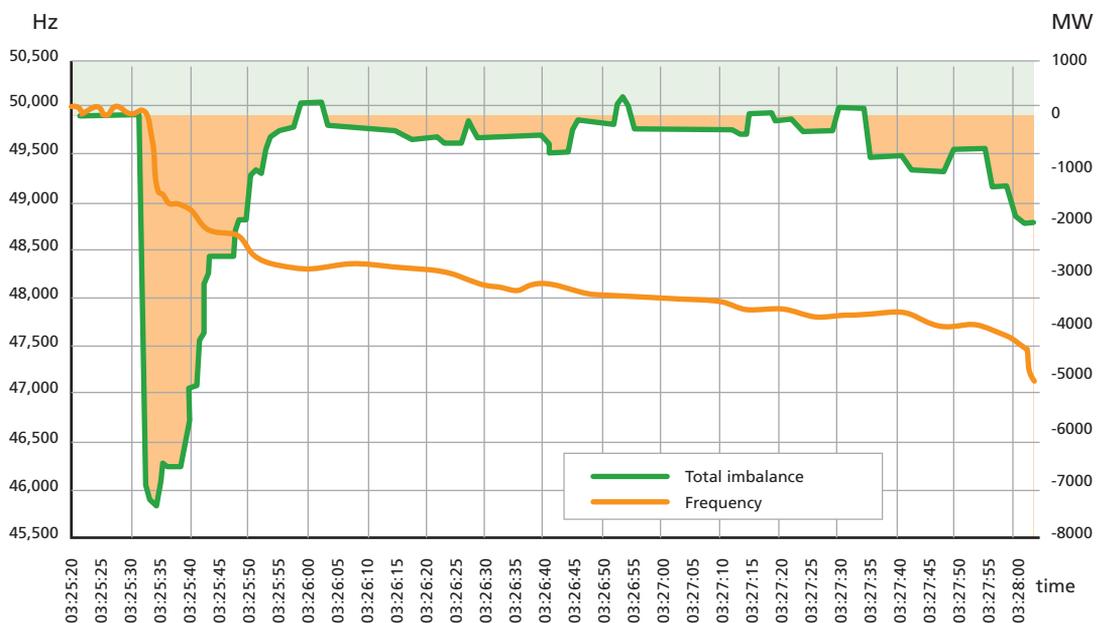
I fattori summenzionati hanno vanificato la predisposizione del sistema italiano a un esercizio sicuro e non hanno consentito l'applicazione di contromisure in Italia secondo i principi di mutuo soccorso, che sono parte importante dell'interconnessione.

Il transitorio di frequenza

Lo squilibrio fra potenza immessa e carico verificatosi nell'istante della separazione del sistema elettrico italiano dalla rete europea è stato pari a 6.646 MW, tenuto conto anche del carico del Canton Ticino rimasto connesso al sistema elettrico italiano dopo essersi separato dalla Svizzera. Conseguentemente si è verificata una rapida diminuzione della frequenza con l'immediata reazione della regolazione primaria delle unità di produzione, il distacco delle pompe in servizio e il distacco di carico sulla rete alta tensione/media tensione operato dai relè di frequenza.

Prima di raggiungere lo stato di *black out* il sistema elettrico italiano, dal momento della separazione dal sistema elettrico europeo, ha registrato un transitorio di frequenza di circa 2.5 minuti. La diminuzione della frequenza in tale periodo è stata positivamente contrastata dall'intervento del piano di difesa e dalle regolazioni del sistema resi inefficaci dalla contemporanea perdita di alcuni gruppi di generazione.

I valori della tensione nei nodi prossimi alla frontiera occidentale, che immediatamente prima della separazione avevano raggiunto valori minimi, subito dopo lo scatto delle linee di interconnessione con la Francia si riportavano a valori nominali. Sul lato orientale si è verificata invece una caduta delle tensioni che è perdurata per tutto il tempo in cui l'Italia è rimasta collegata con la Slovenia.



MW recuperati	
Pompe	3.220
Carichi industriali	1.017
Carichi distribuzione	6.693
Regolazioni	1.376
TOTALE	12.306

MW persi	
Unità di grande taglia	4.132
Unità di taglia minore	3.400
Deficit estero	6.674
TOTALE	14.206

MW recuperati		MW persi	
Pompe:	3.220	Unità di grande taglia	4.132
Carichi industriali	1.017	Unità di taglia minore	3.400
Carichi Distribuzione	6.693	Deficit estero	6.674
Regolazioni	1.376		
Totale	12.306	Totale	14.206

Immediatamente dopo la caduta iniziale della frequenza i gruppi di generazione reagivano positivamente contribuendo in regolazione primaria per 1.376 MW; analogamente l'intervento del piano di difesa provvedeva al distacco automatico di tutte le pompe in servizio per un totale di circa 3.220 MW.

A partire dalla soglia di 49.7 Hz venivano distaccati automaticamente circa 1.017 MW di carico industriale dislocato sulla rete di sub-trasmissione a 132 kV e 6.693 MW sulla rete a media tensione. Con tali interventi la caduta della frequenza era drasticamente rallentata ma non arrestata a causa della perdita di importanti gruppi di generazione (con potenza > 50 MW) per un totale di 4.132 MW. A ciò si aggiungeva un'ulteriore perdita di generazione per 3.400 MW, rappresentata da gruppi dislocati sulle reti di distribuzione a 150-132 kV.

Complessivamente si verificava un deficit di bilancio di oltre 1.900 MW che risultava dalla perdita di potenza immessa in rete per un totale di 14.206 MW non compensata dal distacco di carico per 10.930 MW e dal contributo positivo della regolazione primaria per 1.376 MW.

Conseguentemente lo sbilancio negativo fra generazione e carico provocava la caduta della frequenza fino a un valore di 47.5 Hz, a cui sono scattati definitivamente tutti i gruppi di generazione rimasti in servizio. La conseguente condizione di *black out* generalizzato era inevitabile.

Dei gruppi termici che avevano iniziato la sequenza di "rigetto del carico", solamente 8 la completavano con successo e rimanevano in servizio alimentando i propri servizi ausiliari. I gruppi termici rimasti in servizio risultavano fondamentali a garantire una più rapida ripresa del servizio su tutto il territorio.

La fase di ripristino del servizio

Il piano di riaccensione della RTN si basa su un insieme preordinato e codificato di manovre a carico del personale operativo del GRTN, della produzione, della trasmissione e della distribuzione per rialimentare vaste aree di territorio in stato di *black out*.

Il piano è costituito dalle direttrici di riaccensione principali che vengono predisposte e alimentate, in parallelo, al Sistema Elettrico Nazionale.

Ogni direttrice rilancia tensione dalle centrali di prima riaccensione (centrali *black start up*, idroelettriche o turbogas) alle centrali termiche che, se commutate sui servizi ausiliari, immediatamente si riconnettono alla rete ovvero, se spente, usufruiscono della rete per alimentare i propri servizi ausiliari e con tempi più lunghi rientrano in parallelo.

Via via che le centrali termiche entrano in parallelo è necessario stabilizzare il carico delle centrali stesse aggiungendo carichi zavorra da parte dei distributori.

Le varie direttrici, una volta stabilizzate costituiscono isole che vengono progressivamente connesse tra loro, ripristinando la maglia-tura della rete sotto lo stretto coordinamento del GRTN.

Se disponibile, il rilancio di tensione può avvenire dalla RTN o dalla rete estera.

Come mostrano anche esperienze analoghe in Italia e all'estero la riaccensione di un sistema elettrico è estremamente complessa e delicata con tempi di ripristino della normalità che non possono essere garantiti in quanto condizionati da molteplici fattori tra cui:

- una chiara diagnosi sulle cause del disservizio;
- il numero di centrali termiche funzionanti sui propri servizi ausiliari;
- la prontezza delle centrali di prima riaccensione;
- il numero di manovre che i centri di teleconduzione devono eseguire;
- l'efficienza del sistema di comunicazione voce e teletrasmissione dati;
- la capacità delle centrali di regolare la frequenza e la tensione in porzioni di rete scariche.

Inoltre sono necessari:

- precauzioni per evitare che ulteriori guasti azzerino il processo di riaccensione;
- percorsi di riaccensione alternativi in caso d'impossibilità o inefficacia delle direttrici principali.

Prima fase [3:28 - 8:00]

Constatato lo stato di *black out* esteso a tutto il territorio nazionale, a esclusione della Sardegna, sin dalle prime operazioni risultava chiaro al GRTN che:

- un numero modesto di centrali termoelettriche erano restate in rotazione sui servizi ausiliari;
- il disservizio non aveva dimensione europea, nonostante nessuna notizia sui disservizi in Svizzera fosse stata comunicata da ETRANS.

L'avvio delle 26 direttrici di riaccensione disponibili trovava difficoltà di successo per:

- ritardato o mancato avviamento di alcune centrali di prima riaccensione;
- disfunzioni nella comunicazione voce e dati con conseguenti difficoltà di manovra nelle stazioni;
- guasti in alcuni organi di manovra.

Tali considerazioni inducevano a scegliere di riconnettere il sistema nazionale all'estero e consolidarlo al più presto, procedendo verso il centro e contemporaneamente portare tensione ai servizi ausiliari delle centrali termoelettriche nel resto del sistema.

Circa tre ore dopo il *black out* (06:30):

- il nord-ovest italiano risultava pressoché completamente rialimentato e riconnesso alla rete francese. Le risorse idroelettriche erano disponibili e potevano rialimentare progressivamente i carichi dell'aera interessata;
- la Lombardia rimaneva separata in due zone non connesse fra di loro ma sincrone con la rete europea attraverso le linee di interconnessione con la Svizzera;
- il Veneto orientale era alimentato dalla Slovenia dalla stazione elettrica a 380 kV di Camin, mentre il Friuli era alimentato dalla stazione elettrica a 380 kV di Udine Ovest;
- parte dell'Emilia era collegata alla Lombardia.

Alle ore 8:00 circa, alla fine della prima fase di rialimentazione:

- la rete nord-est, pur non essendo completamente magliata, era interconnessa e sincrona con la rete europea. Inoltre le stazioni elettriche a cui afferiscono i principali gruppi di generazione erano in tensione e sufficientemente stabili da consentire l'avviamento dei gruppi termici e l'alimentazione dei propri servizi ausiliari;
- nell'area centro-sud la fase di rialimentazione non progrediva con altrettanta efficacia. Conseguentemente risultava impossibile rialimentare la Toscana attraverso la direttrice di alimentazione tirrenica e da qui proseguire verso gli impianti di generazione collocati nell'area a nord di Roma;
- nell'area sud, nonostante i problemi di telecomando degli interruttori nelle stazioni elettriche era possibile individuare un percorso di rialimentazione alternativo per raggiungere gli impianti di generazione dislocati nell'area di Brindisi. Tuttavia il persistente fuori servizio dei gruppi termici e l'indisponibilità della rete di telecomunicazioni ritardava e rendeva inefficace gli sforzi fatti fino a quel momento;
- nelle due aree sopra citate tuttavia, nonostante le difficoltà, venivano a formarsi due isole, la prima intorno a Rossano, la seconda tra Presenzano e S. Sofia.

La riconnessione con il resto della rete europea avveniva tra le 3:46 e le 7:46 attraverso 5 delle 6 linee a 380 kV e 6 delle 9 linee a 220 kV.

Situazione alla fine della prima fase di riaccensione



Seconda fase [8:00 - 12:00]

Mentre si consolidava la connessione della rete del nord, seguivano i tentativi di rialimentare l'area metropolitana di Roma lanciando tensione verso il polo di produzione a nord di Roma.

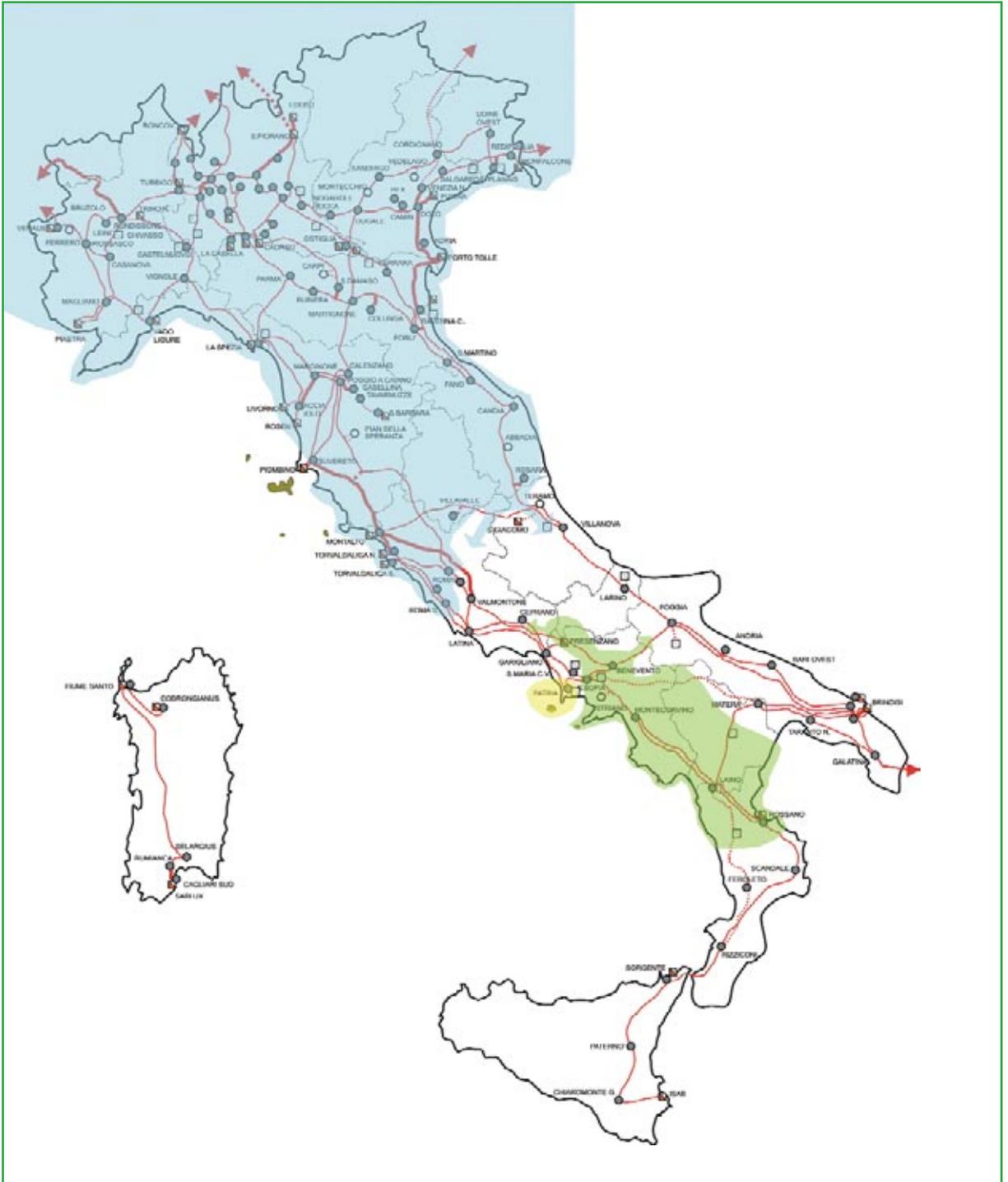
In generale la sequenza di riaccensione risentiva delle difficoltà di comunicazione che incidevano sulla rapidità di esecuzione delle manovre dal Centro di Teleconduzione di Bari. A tali difficoltà si aggiungevano malfunzionamenti di organi di manovra in stazioni chiave, statisticamente inevitabili quando si eseguono migliaia di manovre.

Durante la fase 2:

- la probabilità che le centrali termiche anche se rialimentate potessero rientrare in servizio in tempi rapidi era bassa;
- poiché il *black out* si era verificato prima che i gruppi di pompaggio avessero completato il programma d'accumulo nei serbatoi, nelle fasi di rialimentazione successive cominciavano a emergere problemi di scarsità di energia disponibile da tali impianti idroelettrici;
- a causa della limitata disponibilità di energia dagli impianti idroelettrici di pompaggio e dello stato degli impianti termoelettrici, si provvedeva a incrementare l'importazione di energia dai paesi limitrofi;
- l'indisponibilità della rete di telecomunicazioni si è estesa anche a Napoli e Palermo.

Inoltre, considerato il progressivo esaurimento delle risorse idrauliche venivano interrotti i carichi industriali interrompibili e si richiedeva il PESSE dalle 11 alle 18 al nord e al centro, ma la risposta risultava di modesta entità.

Situazione alla fine della seconda fase di rialimentazione



Terza fase [12:00 - 17:00]

In questa fase veniva pressoché ultimata la rialimentazione della maggior parte del territorio italiano. La rialimentazione dell'area metropolitana di Roma si completava alle ore 13:17.

All'inizio della fase l'impianto di Brindisi Sud non era ancora rialimentato e l'importazione dalla Grecia non era stata ancora ristabilita.

La mancanza di generazione nel centro-sud e lo stato della rete non ancora del tutto magliata comportavano transiti sulle linee di connessione fra le aree centro e centro-sud tali da creare situazioni di rischio, con possibile ulteriore peggiorare nelle ore di punta serale. L'importazione dalla Grecia assumeva dunque un ruolo fondamentale perché consentiva di alleggerire il transito dal centro al centro-sud che risultava sempre più accentuato mano a mano che veniva rialimentato il carico nel sud.

A causa degli elevati valori di tensione e delle differenze di angolo di fase riscontrati nella rete del sud d'Italia, il processo di rialimentazione dell'area richiedeva tempi più lunghi di quelli strettamente necessari all'esecuzione delle sequenze di manovra per energizzare le sbarre delle centrali elettriche dell'area di Brindisi. Analogamente non era possibile utilizzare la prevista direttrice di riaccensione "tirrenica" verso Brindisi, per cui si rendeva necessario individuare un percorso alternativo lungo la dorsale adriatica per poter completare il processo di rialimentazione dell'intera area sud.

La rialimentazione della Sicilia, in cui si sono verificati ritardi nella predisposizione delle previste direttrici per malfunzionamenti dei gruppi di prima riaccensione e per problemi di rete, ha richiesto il lancio di tensione dalla Calabria attraverso il cavo sottomarino a 380 kV.

L'interconnessione con la rete UCTE si completava con la richiusura della linea Rondissone - Albertville 2 (lato Francia alle ore 12:44:04) e con la chiusura del cavo a corrente continua con la Grecia (alle ore 16:50:00).

Ultima fase di rialimentazione [17:00 - 21:40]

Tutte le difficoltà riscontrate nella rialimentazione della penisola, si sono amplificate in Sicilia.

Dopo alcuni tentativi falliti di avviare il piano di riaccensione in Sicilia in maniera autonoma, senza cioè l'interconnessione con la penisola, per completare la rialimentazione dell'isola si è reso necessario provvedere al lancio di tensione dalla Calabria.

Ciò poteva avvenire alle ore 16:38, ma lo scambio di potenza verso la Sicilia non poteva superare i 200 MW. Il ritardo nella rialimentazione della Sicilia è stato anche influenzato dalla necessità di fare fronte all'inizio della rampa di carico serale nella penisola atteso per le ore 20:00.

In effetti, delle possibili due direttrici di riaccensione dal nord verso il sud d'Italia, solo una è stata attivata con successo. La riaccensione è stata quindi fortemente influenzata dalla necessità di rialimentare l'area sud seguendo la conformazione geografica del territorio.

Con la completa rialimentazione della Sicilia, si recuperava il pieno controllo dell'intero sistema elettrico.

Alle ore 21:40 si dichiarava la fine dell'emergenza, 19 ore dopo l'inizio del *black out*.

Le figure seguenti forniscono, per ognuna delle aree territoriali in cui è diviso il sistema elettrico nazionale e per tutto il territorio italiano (a esclusione della Sardegna) il confronto fra il fabbisogno atteso e il fabbisogno consuntivo nella giornata del 28 settembre 2003.

I valori del fabbisogno (atteso e consuntivo) sono "normalizzati" alla punta del fabbisogno atteso dell'area in questione.

Considerazioni sulla riaccensione

Le figure che seguono riportano, per area territoriale e in totale, la progressione della riaccensione in termini di domanda rialimentata e di stima dell'energia non fornita; stima effettuata rispetto

ad un valore atteso il giorno precedente e quindi affetto da errori di previsione.

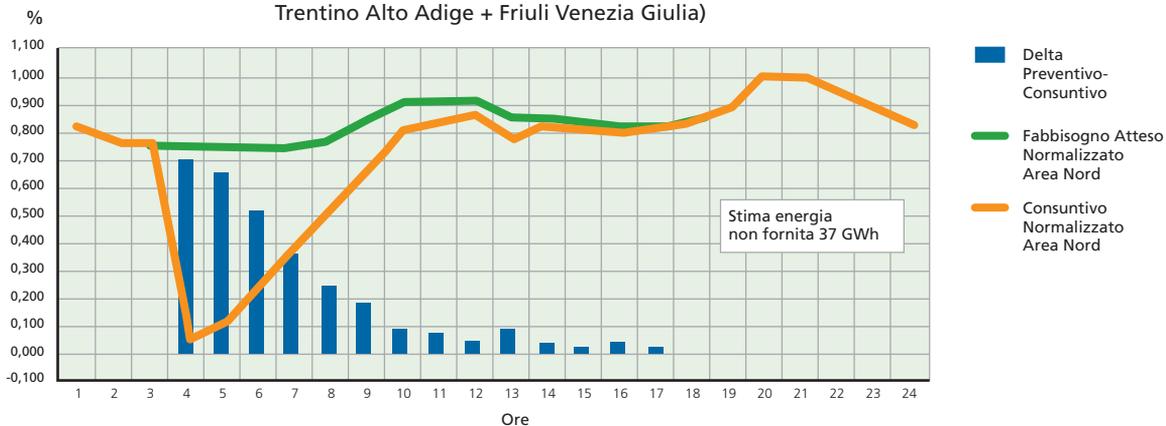
I diagrammi mostrano che alle ore 17:00 circa il 95% del carico atteso per tale ora era rialimentato con le seguenti distinzioni a livello di area:

- al nord ed al centro-nord la percentuale di rialimentazione del 95% era stata già raggiunta tra le ore 12:00 e 13:00;
- al centro e al sud la percentuale di rialimentazione era nella media suddetta;
- in Sicilia la rialimentazione veniva completata alle ore 21:40.

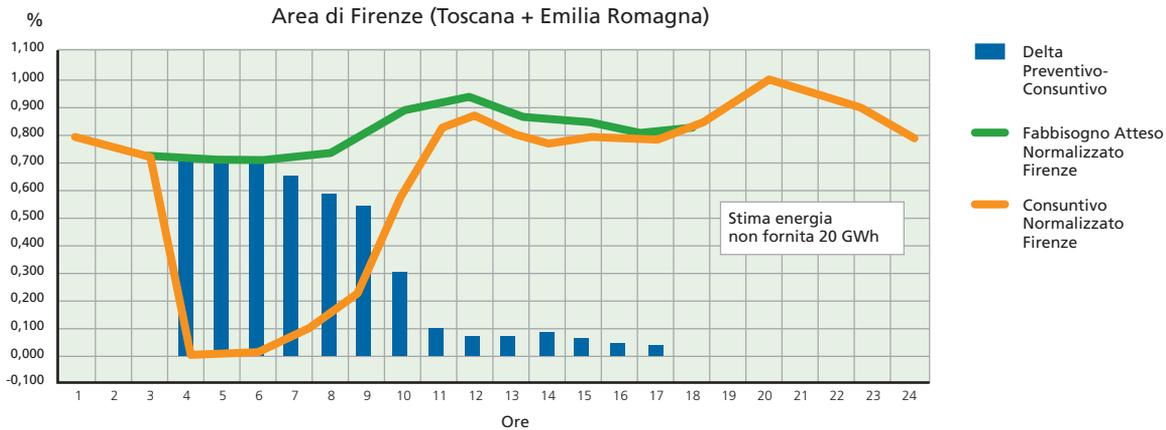
Tali indici, insieme alla constatazione che alle 17:30 circa l'intera rete primaria era rialimentata, consentono di affermare che il processo di riaccensione è stato condotto in tempi congrui.

A tale valutazione positiva vanno aggiunte le scelte operate nel coordinamento che hanno evitato errori tali da provocare ulteriori disalimentazioni in corso di riaccensione.

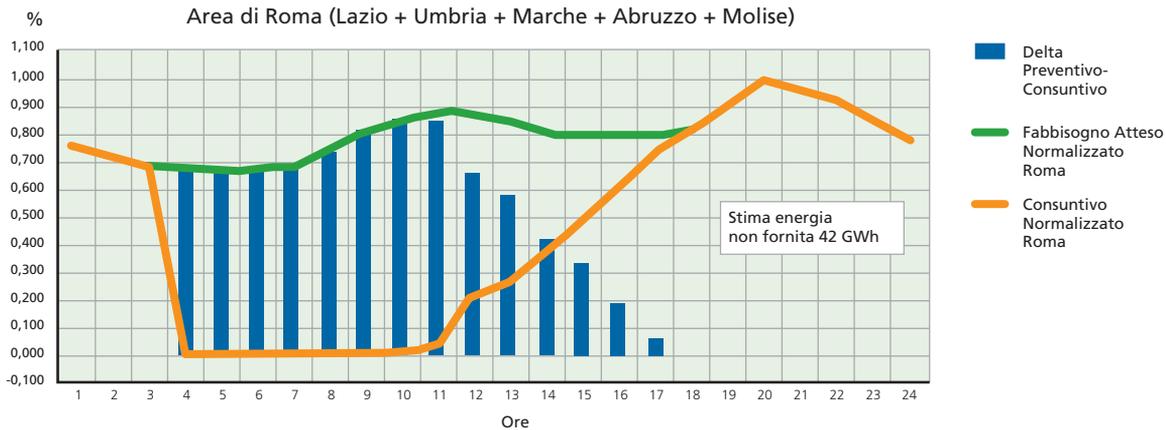
Area Nord (Piemonte + Liguria + Valle d'Aosta + Lombardia + Veneto + Trentino Alto Adige + Friuli Venezia Giulia)

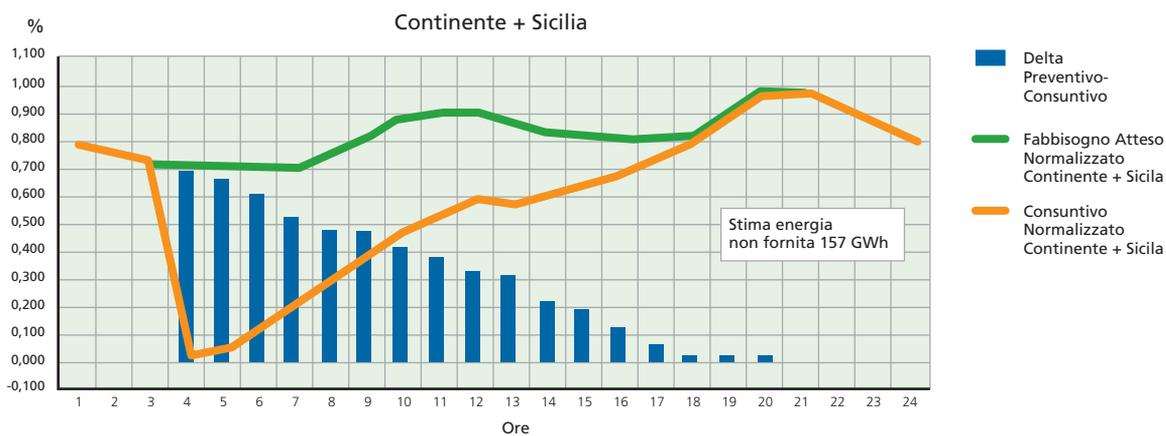
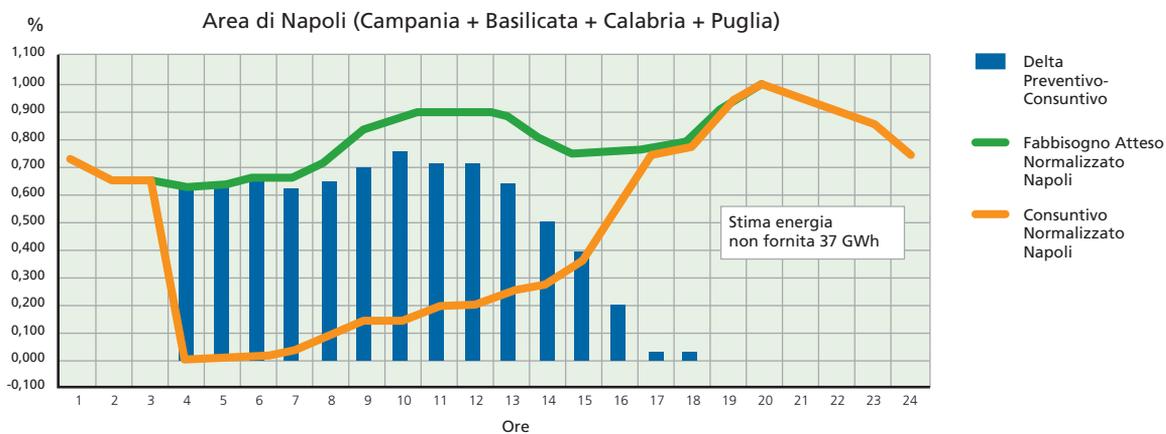


Area di Firenze (Toscana + Emilia Romagna)



Area di Roma (Lazio + Umbria + Marche + Abruzzo + Molise)





Considerazioni conclusive sull'evento del 28 settembre

Immediatamente dopo il disservizio del 28 settembre, sono state intraprese azioni d'analisi e d'indagine sulle cause e sui fatti tecnici e gestionali che hanno caratterizzato l'origine e l'evoluzione del disservizio sino al completo ripristino della normalità. Inoltre il GRTN ha immediatamente messo in atto azioni cautelative ed iniziative di miglioramento con i partner confinanti per limitare la probabilità di disservizio nel prossimo futuro.

Tali azioni sono in linea con le conclusioni espresse dal Comitato investigativo dell'UCTE, composto da esperti di Belgio, Germania, Olanda e Spagna e da rappresentanti dei *Transmission System Operators* dei paesi coinvolti.

In particolare è importante notare che l'origine del disservizio è stato in Svizzera ed è riconducibile alla modalità di gestione della rete in questo paese. A riguardo non è in discussione il criterio generale di gestione della sicurezza sulla rete di interconnessione, quanto le modalità con cui i TSO possono interpretare la regola UCTE e mettere a disposizione contromisure per ritornare ad una condizione sicura dopo la perdita di un elemento.

Allo stesso modo non sono in discussione i modelli organizzativi adottati dalla maggior parte dei TSO europei in accordo con la delibera 96/92.

L'evoluzione sfavorevole di un evento semplice e di frequente accadimento, quale l'indisponibilità accidentale di una linea è riconducibile pertanto alla mancata comunicazione di una situazione prossima all'emergenza da parte di un operatore in un'area fuori del controllo dell'operatore italiano.

Sotto il profilo tecnico, e sulla base delle informazioni disponibili, la separazione era inevitabile a causa dei fenomeni d'instabilità che si sono innescati e lo sbilancio di 6.700 MW che ha seguito la separazione del sistema italiano dal resto del sistema interconnesso europeo è risultato di una severità tale da non renderlo neutralizzabile.

Sebbene il totale spegnimento della rete possa essere descritto in ogni suo aspetto tecnico solo al termine della ricostruzione del dis-servizio mediante adeguati modelli di calcolo, va notato che la stessa severità della perturbazione e l'istante in cui essa si è verificata ne hanno reso incontenibili le conseguenze con i mezzi a disposizione. Se infatti da una parte il distacco di carico è stato tempestivo e quantitativamente sufficiente, la generazione distribuita ed alcune unità di maggior taglia, per ragioni tecniche ancora oggetto d'approfondimento, si sono disconnesse prima del raggiungimento dei 47,5 Hz.

La stessa fase di riaccensione del sistema ha fatto registrare uno sforzo unico di collaborazione tra GRTN e tutti gli utenti di rete che, a parte i malfunzionamenti localizzati e statisticamente inevitabili, hanno contribuito a ripristinare il servizio elettrico in tempi congrui con l'estensione delle disalimentazione,

L'esperienza maturata in seguito alla gestione degli eventi del 28 settembre costituisce la premessa per il miglioramento delle prestazioni del sistema elettrico in emergenza.

2.3 Le azioni da intraprendere per migliorare la gestione della sicurezza

Gli eventi del 26 giugno e del 28 settembre 2003 hanno posto in primo piano gli aspetti di adeguatezza e di sicurezza del sistema elettrico nazionale.

In ottemperanza al dettato della legge 290/03 e delle direttive del MAP il GRTN ha intrapreso le azioni per l'aumento della sicurezza del sistema elettrico nazionale che vedono coinvolti i produttori, i Distributori e i proprietari della RTN.

Le azioni riguardano sia lo sviluppo, sia l'esercizio e sono sviluppati in accordo con determinati obiettivi misurabili di continuità assegnati in ogni fase del processo di sviluppo e di dispacciamento e con riferimento alle esperienze maturate in esercizio.

Per quanto concerne il processo di dispacciamento, la continuità del servizio è sviluppata in progetti specifici descritti brevemente nel seguito.

In fase di *programmazione dell'esercizio* a medio e breve termine, nella quale si collocano interventi per contrastare le criticità di adeguatezza del sistema, attenzione è posta al coordinamento della manutenzione e della disponibilità della produzione in periodi critici quali quello estivo nonché a tutti i mezzi di riduzione del carico programmabili quali il PESSE e l'interrompibilità con e senza preavviso. Nello stesso segmento sono incluse l'efficacia della comunicazione e la revisione dei criteri d'applicazione della sicurezza N-1 con particolare riguardo alla sua gestione pratica nel sistema elettrico nazionale integrato nel sistema interconnesso europeo.

In fase di *controllo in tempo reale* le azioni sono decisamente orientate ad avere migliore visibilità dal centro di controllo del GRTN di tutta la rete europea confinante per un'estensione tale da consentire l'applicazione di contromisure in anticipo rispetto alla segnalazione di operatori esteri. La stessa estensione è tale da consentire la stima dello stato del sistema interconnesso in modo da alimentare con dati sufficientemente affidabili gli algoritmi di valutazione in tempo reale della sicurezza. Il programma richiede inoltre il potenziamento delle infrastrutture di scambio dati e, con tempi più lunghi, prevede il potenziamento del sistema di controllo del GRTN.

In fase di *protezione e difesa del sistema*, vale a dire nel dominio dei fenomeni elettrici controllabili soltanto automaticamente, le azioni del GRTN prevedono, in stretta collaborazione con i proprietari di Rete e con distributori e produttori la revisione del controllo delle sezioni critiche, delle protezioni di rete e del coordinamento delle protezioni di generatore e gli studi di sezionamento predefinito di isole.

Nella fase di *transitorio di frequenza*, cioè nelle fasi in cui lo sbilancio tra produzione e carico è già in atto, la conseguente

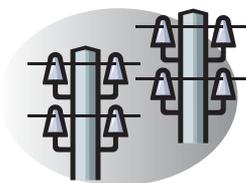
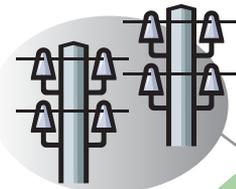
perturbazione deve essere automaticamente contrastata e, se anche le contromisure di difesa dovessero essere inefficaci, raggiunti i 47,5 Hz le macchine devono seguitare a ruotare alimentando i propri servizi ausiliari. Le azioni previste riguarderanno il potenziamento e l'eventuale revisione delle tecniche attualmente in uso dell'alleggerimento di carico, la revisione delle soglie di distacco dei generatori connessi alle reti di distribuzione, le tecniche, le procedure e le prove di commutazione dalla grande generazione sui propri servizi ausiliari.

Nella fase di *riaccensione* in cui quanto maggiore è la rapidità di ripristino tanto minore è l'energia non fornita, le azioni si concentrano sugli aspetti di efficienza della infrastruttura di comunicazione dati e voce e sulla revisione delle strategie di riaccensione che deve essere orientata alla massima flessibilità ed alla massima capacità della generazione di avviamento del processo. In questo contesto un obiettivo primario è costituito dal potenziamento della teleconduzione degli impianti di trasmissione in emergenza. Il piano per la sicurezza riguarda infine non soltanto aspetti tecnici ma contiene anche l'addestramento del personale ed il controllo periodico di rispondenza agli standard di sicurezza stabiliti dal piano. A riguardo si segnala che è stato completato un ciclo d'aggiornamento degli operatori GRTN ed ETRANS e con lo stesso ETRANS sono state aggiornate le procedure operative tra sale controllo.

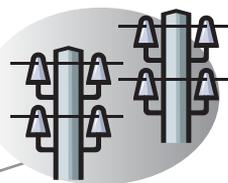
La figura che segue riassume gli interventi realizzati o in corso di realizzazione.

Interventi sulla qualità dell'esercizio di sicurezza

- Controllo in linea reti confinanti



- Isole di carico
- Potenziamento distacchi automatici preventivi



- Revisione protezioni
- Load rejection
- Riaccensione a freddo



- Ridondanza sistemi comunicazione
- Potenziamento telecontrollo



- Sviluppo allarmi su sistemi di controllo
- Disaster recovery

3 Lo sviluppo della rete di trasmissione nazionale

3.1 Introduzione

Il presente capitolo descrive le attività di sviluppo della rete di trasmissione nazionale svolte nel periodo aprile 2003-marzo 2004 e sintetizza gli elementi principali del nuovo Piano di Sviluppo (PdS), approvato nel gennaio 2004.

Il capitolo si apre con la descrizione dell'utilizzo dello strumento di valutazione ambientale strategica (c.d. VAS) nella pianificazione delle opere sul territorio in quanto l'analisi dell'impatto ambientale e il coordinamento con gli enti locali per la valutazione degli effetti degli investimenti sul territorio rappresentano una condizione propedeutica alla realizzazione degli interventi stessi.

Nella seconda parte vengono invece illustrate le attività di sviluppo della rete in risposta alle diverse esigenze del sistema elettrico nazionale e all'evoluzione del quadro in cui il gestore si trova ad operare. I programmi di sviluppo sono, pertanto, classificati in base alle diverse finalità degli interventi (potenziamento rete interconnessione, sicurezza, risoluzione congestioni, connessione impianti, ecc.), evidenziando anche l'organizzazione delle relazioni con soggetti terzi (proprietari della rete, operatori che realizzano linee dirette per l'importazione di energia elettrica, titolari di impianti di generazione che devono realizzare le connessioni alla rete).

3.2 Le attività di sviluppo svolte nel periodo aprile 2003-marzo 2004

3.2.1 Le opportunità di uno strumento di concertazione nelle problematiche delle linee elettriche

La realizzazione di impianti e opere sulla rete elettrica (linee e stazioni) presenta una serie di problematiche, essenzialmente derivanti da:

- un senso di rifiuto da parte della popolazione per l'accresciuta sensibilità ambientale spesso correlata ai campi elettromagnetici;

- la difficoltà della individuazione, dati gli spazi territoriali ristretti, di appositi tracciati idonei a rispettare gli standard di qualità per la tutela della salute della popolazione;
- le limitazioni allo sviluppo urbanistico legate alle fasce di rispetto degli elettrodotti;
- la mancata integrazione, ad oggi, tra la pianificazione elettrica e quella territoriale/ambientale;
- gli scarsi risultati conseguiti dagli strumenti autorizzativi a carattere preventivo, quali la VIA, ai quali si chiedono spesso risposte che vanno oltre quelle di loro competenza;
- la complessità dell'iter autorizzativo dovuto all'elevato numero di passaggi e di interlocutori e all'effettiva tempistica per ottenere il decreto di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio (dai 4 ai 10 anni) rispetto a quella prevista dalla normativa (circa 1 anno).

La realizzazione di tali impianti pone dunque problematiche di duplice natura: da un lato la complessità delle procedure autorizzative derivante dal coordinamento tra istituzioni amministrative centrali e locali, dall'altro la necessità di tenere conto delle diverse esigenze economiche, ambientali, territoriali e sociali nei processi di localizzazione. Tali problematiche sono acute dalla difficoltà di rendere complementari e non conflittuali le esigenze di sviluppo energetico del Paese con le richieste di maggior tutela dell'ambiente da parte della società.

Alla complessità gestionale, derivante dalla necessità di instaurare specifiche relazioni con le diverse e numerose amministrazioni locali, inoltre possono aggiungersi spesso difficoltà di natura tecnica, già nella fase di studio di fattibilità degli elettrodotti e delle stazioni.

Inoltre è necessario conciliare lo sviluppo della rete elettrica nazionale con gli orientamenti presi nei Piani Energetici Regionali e con l'evoluzione del parco di generazione, insieme con l'esigenza/opportunità di condividere da un punto di vista

ambientale la localizzazione delle opere sul territorio con gli EE.LL. interessati.

Le Regioni sono oggi chiamate alla programmazione economico - sociale e territoriale all'interno della loro giurisdizione; le Province ed i Comuni concorrono alla determinazione degli obiettivi contenuti nei piani e programmi delle Regioni e provvedono, per quanto di propria competenza, alla loro specificazione ed attuazione.

Inoltre tali enti sono chiamati a partecipare in maniera determinante al processo autorizzativo delle linee elettriche.

La pianificazione elettrica deve quindi confrontarsi in senso costruttivo e collaborativo con le Regioni e gli EE.LL. al fine di permettere lo sviluppo della rete elettrica nazionale di pari passo con l'attuazione dei piani e programmi regionali di sviluppo ambientale, territoriale e sociale.

Lo strumento che crea i presupposti affinché queste esigenze siano considerate a un livello quanto più possibile anticipato e tale da essere associato a una elevata flessibilità, è la Valutazione Ambientale Strategica (VAS), introdotta dalla direttiva comunitaria 2001/42/CE¹.

Il GRTN si avvale di tale procedura per promuovere uno sviluppo della rete improntato anche alla propria sostenibilità e un approccio localizzativo delle opere nel PdS ambientalmente compatibile e condiviso con le Regioni e attraverso di loro con gli EE.LL., arrivando ad una corresponsabilizzazione degli stessi nelle suddette scelte localizzative.

Attraverso la VAS si vuole infatti accertare la compatibilità ambientale dello strumento di pianificazione, nonché valutare l'impatto complessivo e sinergico delle singole opere che lo compongono e quindi la loro fattibilità ambientale, sociale e territoriale.

¹ Il Parlamento Europeo ed il Consiglio hanno emanato, il 27 giugno 2001, la direttiva 2001/42/CE "concernente la valutazione degli effetti di determinati piani e programmi sull'ambiente", che dovrà essere recepita dai Paesi membri entro il 21 luglio 2004. La Valutazione Ambientale Strategica (VAS), rappresenta uno strumento di analisi preventiva degli interventi previsti in attuazione di piani e programmi di vasta portata, con particolare riguardo alla loro sostenibilità ambientale complessiva. La direttiva prescrive la predisposizione di un rapporto ambientale, con la valutazione degli effetti significativi che l'attuazione del piano o programma potrebbe avere sull'ambiente.

3.2.2 La valutazione Ambientale Strategica

La VAS è da considerarsi come un processo che parte dalla fase di pianificazione e si congiunge alla fase autorizzativa, in modo tale da creare i presupposti affinché quest'ultima fase sia più snella e rapida.

Inoltre, la verifica anticipata della coerenza del PdS con gli strumenti di pianificazione di settore e urbanistici, può senz'altro facilitare l'armonizzazione degli strumenti di pianificazione e sviluppo della rete con quelli di pianificazione ambientale e territoriale.

In vista dell'applicazione della direttiva VAS e con l'ambizioso obiettivo di rendere complementari e non conflittuali le esigenze di sviluppo energetico del Paese con le richieste di maggior tutela dell'ambiente da parte della società, il GRTN ha attivato e formalizzato collaborazioni, oltre che con i Ministeri competenti, anche con le Istituzioni territoriali.

Il corretto inserimento sul territorio e nell'ambiente delle opere elettriche pianificate dal GRTN richiede infatti un diretto coinvolgimento, oltre che dei Ministeri competenti, delle Regioni e, tramite queste, delle Province e dei Comuni, naturali interlocutori del Gestore in considerazione delle competenze e responsabilità loro affidate.

Nelle intenzioni del GRTN tale approccio dovrebbe consentire il superamento delle usuali e ben note opposizioni locali alla realizzazione di nuove stazioni elettriche e nuovi elettrodotti nell'ambito dello sviluppo della RTN.

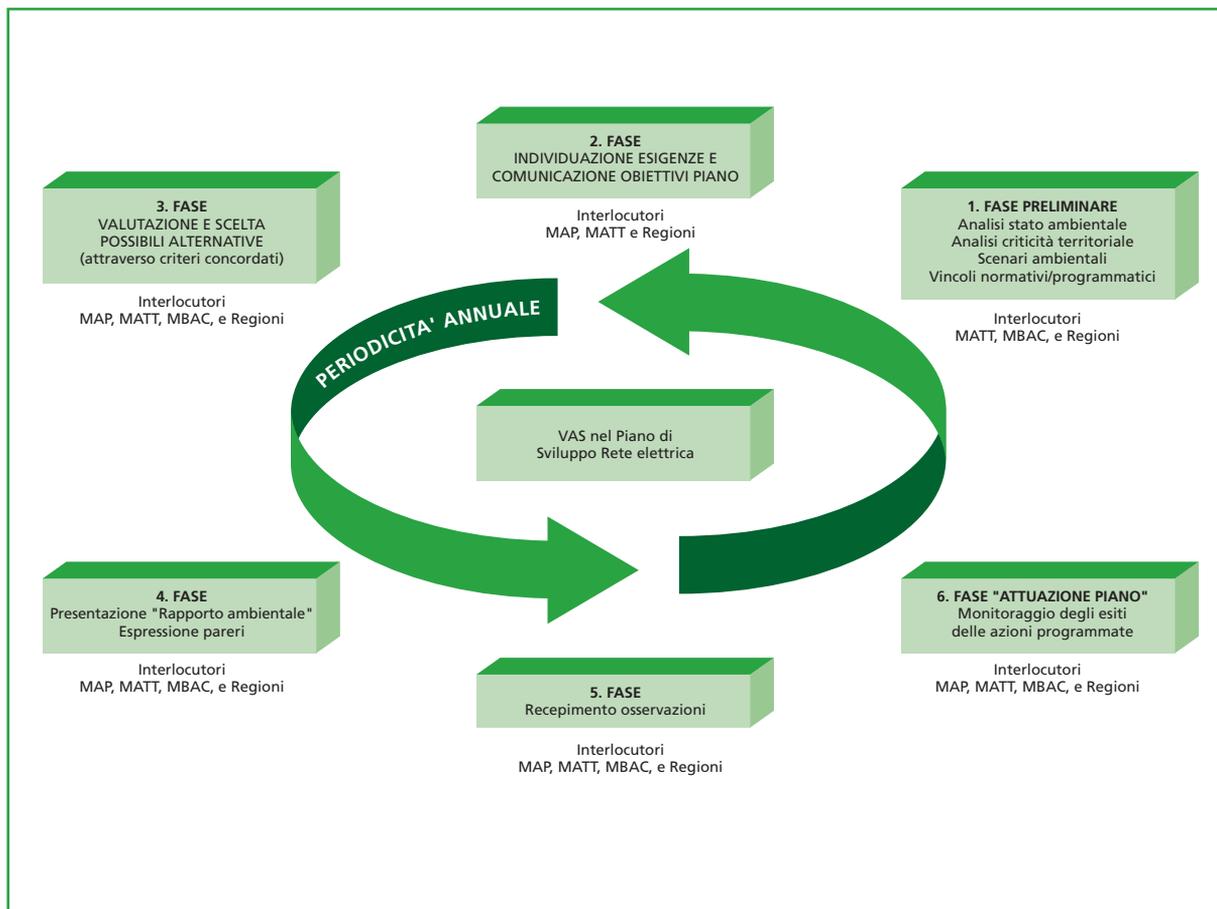
Al fine ultimo, quindi, di rendere attuabile, in tempi ragionevoli, il Piano di Sviluppo della RTN, il GRTN ha pertanto avviato un confronto con le Istituzioni suddette per:

- lo scambio di informazioni e la conoscenza delle reciproche necessità (programmazione della RTN per il soddisfacimento dello sviluppo energetico, programmazione dello sviluppo territoriale ed urbanistico, rispetto dei vincoli ambientali, razionalizzazione della RTN e contestuale decremento dell'impatto ambientale, ecc.);

- l'acquisizione della consapevolezza della necessità delle opere e dell'opportunità della loro collocazione sul territorio;
- la maturazione dell'accettazione sociale e l'individuazione delle criticità sociali e territoriali, tutto ciò nell'ambito dell'applicazione della VAS.

La figura descrive le diverse fasi della VAS, i flussi di informazioni e le relazioni tra i diversi attori coinvolti.

Il processo di VAS



Il modello applicativo di confronto per l'ottimizzazione della VAS, nell'ambito di Protocolli di intesa con le Regioni, prevede:

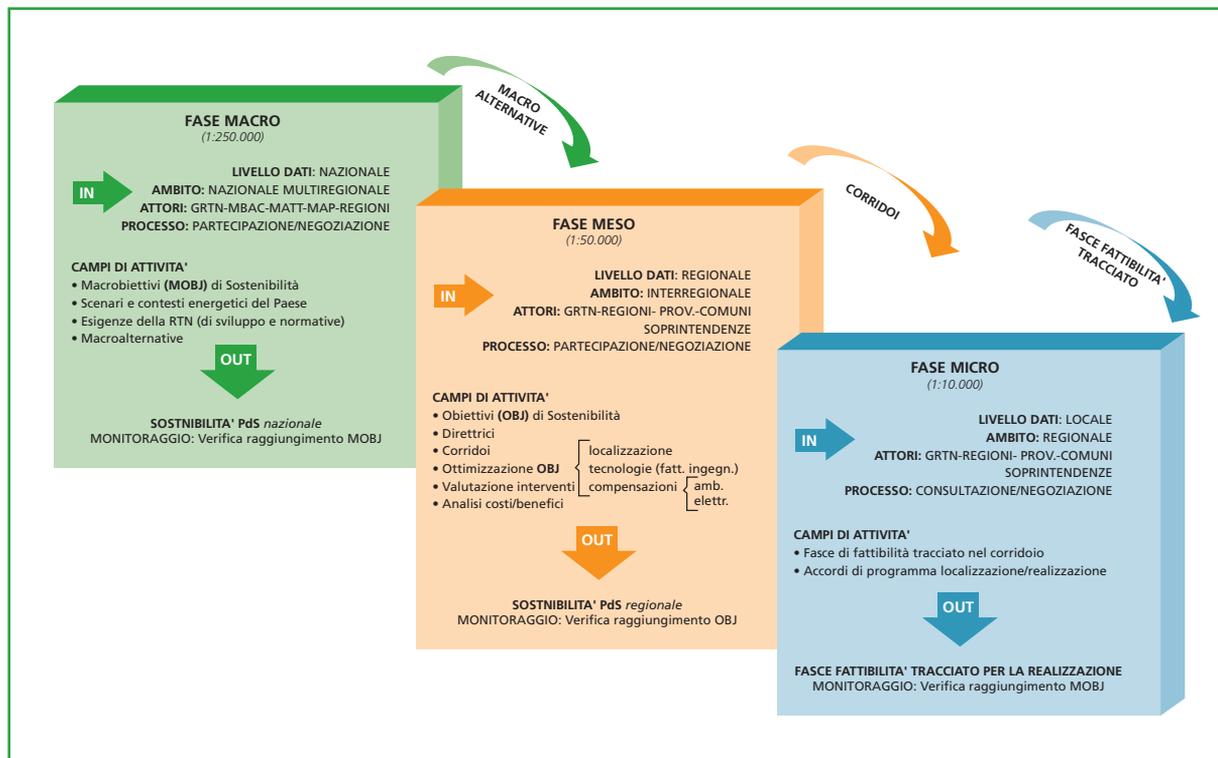
- la predisposizione di un Rapporto ambientale riportante i risultati dell'applicazione della VAS agli interventi di maggior rilievo del Piano di Sviluppo della porzione di RTN regionale;
- l'analisi delle criticità e ricettività ambientale e territoriale delle aree interessate dagli interventi;
- l'analisi della sostenibilità del Piano di Sviluppo regionale della RTN;
- la concertazione delle possibili macro - alternative (corridoi) e micro - localizzazioni (fasce di fattibilità del tracciato) con la Regione e gli Enti Locali (Province e Comuni) territorialmente interessati;
- l'espressione del parere regionale sulla localizzazione di impianti, attraverso il giudizio di sostenibilità;
- l'agevolazione e lo snellimento delle procedure autorizzative degli interventi sottoposti a Valutazione Ambientale Strategica.

Nel perseguimento di tali obiettivi, sono stati siglati protocolli di intesa con la Regione Piemonte (nel 2002), con le Regioni Calabria, Emilia Romagna e Lombardia (nel 2003) e con la Regione Sicilia (2004); in particolare quello con la Regione Piemonte ha portato alla predisposizione di un primo Rapporto Ambientale nel corso del 2003.

Sono inoltre in corso di definizione protocolli di intesa con le Regioni Campania e Friuli Venezia Giulia ed è stato manifestato interesse da parte di Valle D'Aosta, Umbria, Basilicata, Marche e Sardegna.

Il seguente riquadro mostra lo schema metodologico e i diversi livelli di gestione dello strumento della VAS applicato ai piani di sviluppo della RTN.

Metodologia di applicazione della VAS al PdS



La procedura di VAS è stata applicata, come detto sopra, agli interventi del Piano di Sviluppo della Regione Piemonte sulla base di un Protocollo d'Intesa siglato nel corso del 2002 nell'ambito del parere espresso con apposita delibera di Giunta del 14 luglio 2003 n. 26-9934; il rapporto ambientale inviato dal GR TN relativamente al Piano di Sviluppo, ha costituito un utile strumento di approfondimento delle ricadute degli interventi pianificati di sviluppo della rete sulla programmazione ambientale e territoriale.

La procedura di VAS ha permesso alla Regione di esprimere il giudizio di sostenibilità con una migliore consapevolezza dello strumento programmatico (Piano di Sviluppo) adottato dal GR TN, consentendole inoltre di valutare ed approvare i corridoi delle opere appartenenti al PdS attraverso un processo di confronto con le Province e gli EE.LL. interessati.

In seguito all'applicazione della VAS, la procedura autorizzativa dovrà dunque risultare più agevole e semplificata, nonché meno incerta nei tempi di autorizzazione.

I risultati incoraggianti raggiunti nella sperimentazione con la Regione Piemonte hanno indotto a prevedere l'estensione della procedura a tutto il territorio nazionale.

A questo riguardo l'approccio che si sta mettendo a punto prevede lo sviluppo e l'articolazione della VAS in due livelli.

Un primo livello, nazionale, che prevede il coinvolgimento di organismi centrali e di amministrazioni regionali nel quale l'esperienza acquisita contribuirà a definire metodologia e contenuti della VAS applicata all'intero Piano di Sviluppo della RTN. In tale direzione, è stata avviata una specifica collaborazione con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio.

Un secondo livello, regionale, finalizzato alla valutazione ed ottimizzazione della sostenibilità della porzione di piano ricadente nel territorio regionale. Ciò anche mediante la condivisione di criteri macro e micro localizzativi con l'amministrazione regionale e, tramite questa con gli EE.LL.. Al riguardo in data 18 marzo 2003 è stato approvato un accordo di programma con la Conferenza dei Presidenti delle Regioni che sarà anche discusso in sede di Conferenza Unificata.

La sperimentazione con la Regione Piemonte ha permesso di poter applicare anche la fase finale del processo, quella cioè relativa alla concertazione sulla micro-localizzazione dei tracciati (fasce di fattibilità). Infatti, per completare il percorso di localizzazione concertata degli interventi di razionalizzazione in Val D'Ossola, si è estesa la collaborazione con la Regione, con il coinvolgimento degli Enti locali interessati dai corridoi, per la definizione delle fasce di fattibilità del tracciato. I recenti incontri hanno permesso da una parte di registrare il pieno consenso per l'approccio concertativo "preventivo", dall'altra di recepire da parte del GRTN le indicazioni formulate dagli EE.LL.. È stato siglato, in data 10 maggio 2004, un protocollo d'intesa che ha coinvolto oltre al GRTN e Terna, la Regione Piemonte, 19 Comuni, 5 Comunità Montane e 2

Province e ha sancito il consenso generale per gli interventi di razionalizzazione, consentendo di velocizzare gli iter autorizzativi delle nuove linee.

3.2.3 Gli interventi sulla rete nel periodo considerato

Il Piano di Sviluppo della RTN descrive il programma industriale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale e tiene preliminarmente conto dei pareri e delle osservazioni dei proprietari degli elementi di rete in modo da considerare tutte le complementarità tra la rete esistente e il suo sviluppo.

Riassumiamo nel seguito gli interventi di sviluppo previsti dal precedente piano (2003-2005) e realizzati nel periodo aprile 2003 - marzo 2004, al fine di verificarne lo stato di avanzamento.

1) Attività per il potenziamento della rete di interconnessione e della rete nazionale

Con riferimento alla rete di interconnessione è stata completata l'installazione nella stazione di Rondissone di due Phase Shifting Transformer (PST) sull'elettrodotto in doppia terna a 380 kV "Rondissone - Albertville".

Il GRTN ha altresì avviato la procedura per l'affidamento dell'attività di installazione di un PST sulla linea di interconnessione a 220 kV "Padriciano - Divaccia", presso la stazione a 220 kV di Padriciano, per garantire uno sfruttamento ottimale ed in sicurezza dei collegamenti di interconnessione sulla frontiera slovena.

In generale gli interventi di potenziamento della rete nazionale possono essere classificati nel seguente modo:

- a) realizzazione, potenziamento e riclassamento/declassamento di linee elettriche;
- b) realizzazione di nuove stazioni di trasformazione e/o smistamento o al potenziamento di quelle esistenti.

Con riferimento agli interventi del primo tipo, il GRTN, nel periodo aprile 2003 - marzo 2004, ha completato le procedure

di committenza per l'assegnazione diretta ai titolari della realizzazione dei seguenti interventi di sviluppo:

- declassamento di alcuni elettrodotti a 220 kV per un totale di circa 270 Km;
- rifacimento di elettrodotti per un totale di circa 75 Km a 380 kV e 68 Km a 132-150 kV;
- realizzazione di nuovi elettrodotti per un totale di circa 344 Km a 380 kV, 4 Km a 220 kV e 3 Km a 132-150 kV.

Sono inoltre in corso le procedure di committenza, avviate nel 2003, per l'assegnazione diretta ai titolari di ulteriori 19 interventi di sviluppo di elettrodotti di cui 3 sulla rete a 380 kV, 2 sulla rete a 220 kV e 14 sulla rete a 150/132 kV.

Con riferimento alle attività sulle stazioni elettriche, nel periodo aprile 2003 - marzo 2004, si registrano i seguenti interventi.

- installazione di nuova capacità di trasformazione per circa 1.730 MVA e di nuova capacità di rifasamento per circa 100 MVAR;
- realizzazione di una nuova sezione a 380 kV in esecuzione blindata, due nuove sezioni a 132 kV con isolamento in aria e sistemazione di un'esistente sezione a 220 kV;
- interventi di ampliamento/potenziamento in quattro stazioni elettriche della RTN;
- realizzazione di raccordi a due stazioni elettriche della RTN e a 11 cabine primarie delle società elettriche di distribuzione.

Inoltre, sono in corso le verifiche di rispondenza del Gestore ai progetti degli impianti di rete per i quali sussistono contratti in essere, ivi compresi quelli in essere al 31 marzo 2003 (Biella Est, Ravenna Canala, Brindisi, Sorgente, Campochiesa, raccordi a Mantova, raccordi a Matera, Taloro, Villasor, Lacchiarella, Bulciago, Arco, ecc.). In particolare, nel periodo considerato (aprile 2003 - marzo 2004), il GRTN ha completato le procedure di committenza per l'assegnazione diretta ai titolari della realizzazione di interventi di sviluppo, così sintetizzati:

- realizzazione di una nuova stazione a 380 kV ed interventi di ampliamento/potenziamento in altre 13 stazioni elettriche della RTN;

- installazione di nuova capacità di rifasamento per circa 300 MVAR;
- realizzazione di raccordi a 11 stazioni elettriche della RTN e a 16 cabine primarie di Enel Distribuzione;
- riassetto rete nell'area di Bussolengo.

2) Impianti di rete per la connessione di nuovi impianti

Per quanto concerne gli impianti di rete per la connessione di nuovi impianti di generazione, le realizzazioni concluse nel periodo considerato (aprile 2003 - marzo 2004) sono le seguenti:

- connessione alla sezione a 380 kV della stazione di Ravenna Canala della nuova centrale Enipower di Ravenna (800 MW);
- connessione alla sezione a 380 kV della stazione di Ostiglia di 2 gruppi di generazione della centrale Endesa Italia (800 MW), già connessi in passato alla sezione 220 kV;
- nuova stazione a 380 kV di Pieve Albignola per la connessione della centrale a ciclo combinato Enipower di Ferrera Erbognone (1.040 MW);
- nuova stazione a 150 kV di Tula per la connessione del parco eolico Enel Green Power di Sa Turrina Manna di Tula (25 MW).

3) Progetto ATLARETE

Una necessità basilare, strettamente connessa allo sviluppo ed alla gestione della RTN, riguarda la rappresentazione grafica della rete. Il GRTN ha risposto a tale esigenza con il progetto ATLARETE che, sviluppato nel corso degli ultimi due anni, ha reso disponibile un sistema informativo geografico per la consultazione interattiva degli schemi e dei principali dati caratteristici della rete elettrica a 380-220-150-132-120 kV nazionale a partire dalla posizione geografica degli impianti (linee, stazioni e centrali di produzione).

Il progetto ATLARETE ha inoltre reso possibile lo sviluppo di alcune applicazioni informatiche che utilizzano il data-base realizzato, nonché la pubblicazione dell'atlante in scala 1:200.000 e della carta in scala 1:1.000.000, della rete elettrica italiana. Nel corso

del 2003 è stata effettuata la migrazione di tutte le applicazioni esistenti verso il nuovo software ESRI ArcGIS 8 e precisamente:

- ATLAMANAGER per la gestione operativa del sistema informativo geografico ATLARETE - GIS (posizioni di impianti e tracciati delle linee elettriche e il relativo database di riferimento della rete) con l'aggiunta di nuove funzionalità per la stampa e il controllo dei dati;
- POWER-LINE per la simulazione della pianificazione della rete dal punto di vista del posizionamento geografico della stessa.

Sono state invece realizzate le seguenti nuove applicazioni informatiche specialistiche:

- RETEVEDI per la distribuzione informatizzata su c.d. degli atlanti in scala 1:200.000, salvaguardando l'aspetto della sensibilità dei dati mediante la sola fornitura di un mosaico di immagini georeferenziate rappresentanti la rete, con la possibilità di consultazione mediante navigazione nella cartografia;
- ATLADATI per la pre-elaborazione dei dati mensili relativi alla rete ad AT.

Nel corso del 2003 la carta murale in scala 1: 1.000.000 è stata pubblicata sul sito web del GRTN sotto forma di immagini cartografiche consultabili interattivamente dall'utente.

3.3 Il Piano di Sviluppo della rete nazionale del 2004

Il GRTN ha deliberato, in data 29 gennaio 2004, il nuovo "Piano di Sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale" e lo ha successivamente trasmesso al MAP per approvazione ed alle Regioni e Province Autonome per l'espressione del previsto parere.

L'impronta innovativa nei criteri per la predisposizione del Piano 2004 ha determinato una suddivisione degli interventi in base alla fattibilità temporale degli stessi.

Infatti, dopo i primi due capitoli, che costituiscono il corpo principale del Piano di Sviluppo 2004 e che offrono una trattazione degli aspetti caratterizzanti il processo di pianificazione per lo sviluppo della RTN nel vigente quadro normativo, il terzo capitolo riporta

da un lato una sintesi dei principali interventi che, essendo in corso di realizzazione o che non richiedendo gravose procedure autorizzative, sono programmati nel breve-medio periodo e dall'altro le possibili azioni di risoluzione delle criticità e della esigenze di rete che per la loro realizzazione richiedono tempi medio-lunghi, legati soprattutto all'accettazione delle opere da parte di Regioni ed Enti Locali e ai lunghi tempi di rilascio delle autorizzazioni.

Il dettaglio degli interventi previsti sia nel breve-medio termine che nel medio-lungo periodo è riportato nei due allegati tecnici, mentre i disegni allegati al Piano forniscono un'illustrazione grafica di larga massima degli interventi stessi.

Il quarto capitolo traccia infine una panoramica sui risultati attesi grazie alla realizzazione delle opere di sviluppo della rete indicate nel Piano e concentra principalmente l'attenzione sia sugli aspetti energetici, come l'incremento della capacità di importazione dall'estero o la riduzione delle congestioni di rete che determinano limitazioni dei poli produttivi, che su quelli ambientali, ovvero la riduzione delle perdite di trasmissione e delle emissioni di CO₂.

Gli interventi complessivi di cui si prevede la realizzazione nel triennio 2004-2006 sono 165 di cui 40 necessari a rispondere alle esigenze di sviluppo, 29 per la connessione di nuovi impianti, 85 per la connessione di Cabine Primarie e 11 per adeguamenti e per esigenze di terzi.

Le tabelle che seguono riepilogano le attività sulla RTN previste nel Piano di Sviluppo.

Riepilogo interventi sulla RTN

	Nuove stazioni [n.]	Di cui per connessione centrali [n.]	Incremento potenza di trasforma- zione [MVA]	Incremento linee [km]
Interventi a breve-medio termine	30	21	5'700	500
Interventi a medio-lungo termine*	21	3	7'000	1'420
Complessivo a breve e lungo termine	51	24	12'700	1'920

* Sono inclusi i nuovi interventi di sviluppo.

Riepilogo interventi sulla RTN suddiviso per livelli di tensione

	380 kV	220 kV	120-150 kV	Totale
Nuove stazioni (numero)	27	5	19	51
Breve-medio termine	14	3	13	30
Medio-lungo termine	13	2	6	21
Potenza trasformazione (MVA)	10.750	2.060	-110	12.700
Breve-medio termine	4.300	1.400	0	5.700
Medio-lungo termine	6.450	660	-110	7.000
Elettrodotti (km)	2.320	-890	490	1.920
Breve-medio termine	430	-130	200	500
Medio-lungo termine	1.890	-760	290	1.420

Il volume complessivo degli investimenti previsti nel Piano si attesta attorno ai 1.690 milioni di Euro, di cui circa 440 relativi a interventi pianificati nel breve - medio periodo per esigenze di sviluppo della RTN. La ripartizione degli investimenti complessivi prevede un onere di circa 1.390 milioni di Euro per lo sviluppo della rete a 380 e 220 kV ed i rimanenti 300 milioni per il potenziamento dello sviluppo delle rete AT. Le stime di investimento non rappresentano il reale costo ricadente sul GRTN per le proprie attività di investimento, ma esprimono un'approssimazione dei movimenti di capitale che interessano la RTN.

Nella tabella che segue sono riportate le prospettive di investimento per gli interventi previsti nel Piano di Sviluppo, suddividendole per gli interventi a breve - medio termine e per quelli di medio - lungo termine.

Piano di Sviluppo 2004. Prospettive d'investimento

Breve-medio periodo	440 M€
Medio-lungo periodo	1.250 M€
Totale	1.690 M€

La pianificazione dello sviluppo del sistema di trasmissione è chiamata a rispondere alle molteplici esigenze che progressivamente si presentano nella gestione della rete stessa.

Il PdS ha individuato, alla luce delle problematiche della RTN, i seguenti obiettivi prioritari:

- a) riduzione delle congestioni e dei poli di produzione limitati;
- b) riduzione delle perdite sulla rete.

Le numerose simulazioni effettuate su scenari tipici di riferimento hanno evidenziato, anche nell'immediato futuro, l'accentuarsi di alcuni fenomeni già in parte presenti sulla rete attuale, come i sostenuti transiti di energia tra il nord-ovest ed il nord-est del Paese, pur in presenza delle nuove interconnessioni con l'estero previste sul versante nord-est, l'aumento nel medio - lungo periodo dei flussi di potenza dal centro verso il nord e la difficoltà di trasferimento dell'energia prodotta in Puglia e in Calabria verso le aree maggiormente deficitarie (destinate ad aggravarsi ulteriormente nel prossimo futuro, viste le numerose iniziative produttive autorizzate in queste aree).

Il piano intende dare risposta al problema delle congestioni, aggravato anche dalla presenza dei poli di produzione limitati e dalle azioni di potenziamento della rete finalizzate a ridurre le potenziali congestioni create con la connessione dei nuovi impianti. Gli interventi più significativi da questo punto di vista sono, nel breve - medio periodo:

- il nuovo elettrodotto a 380 kV "Turbigo - (Rho) Bovisio";
- il raccordo a 380 kV Montalto - Suvereto e Pian della Speranza - Valmontone;
- il nuovo elettrodotto a 380 kV "Laino (CS) - Feroleto (CZ) - Rizziconi (RC)".

Si stima che il complesso degli interventi di sviluppo previsti nel breve - medio periodo garantirebbe la riduzione di potenziali (o esistenti) vincoli di produzione quantificabile approssimativamente in 2.000 - 2.500 MW.

Le principali attività di sviluppo di medio - lungo termine funzionali alla riduzione dei poli limitati si concentrano in alcune aree del Paese dove il fenomeno della congestione di rete è già evidente o ha maggiori probabilità di evidenziarsi nel futuro. In particolare nel nord, dove si propongono interventi di realizzazione dei nuovi elettrodotti a 380 kV "Trino - Lacchiarella", "Rho - Ospiate" e "Voghera - La Casella - Nord Emilia" e nel Mezzogiorno, dove gli interventi sulle linee a 380 kV prevedono il completamento della "Matera - S. Sofia", il potenziamento della "Foggia - Benevento" e il nuovo collegamento tra l'area di Salerno e quella di Benevento.

Il complesso degli interventi di sviluppo di medio - lungo periodo porterebbe ad una riduzione dei vincoli di produzione stimabile in ulteriori 3.500 - 4.500 MW.

Il secondo obiettivo prioritario è legato al recupero di efficienza del sistema di trasmissione, attraverso la *riduzione delle perdite di trasmissione*.

In proposito, è possibile stimare, a valle degli interventi previsti nel Piano di Sviluppo, una diminuzione delle perdite di trasmissione nel breve - medio periodo pari a circa 20 MW in situazioni di punta sulle reti 380 - 132 kV. Questo risultato è dovuto in massima parte ai rinforzi di rete interna AAT (380 e 220 kV) che da soli infatti contribuiscono per circa 15 MW (3% del totale perdite stimate in AAT). Con l'entrata in servizio degli ulteriori interventi previsti nello scenario a medio - lungo termine, si stima invece che la diminuzione delle perdite alla punta può arrivare a 85 MW di cui 50 MW (12% del totale perdite stimate in AAT) grazie ai rinforzi operati sulla sola rete a 380 e 220 kV.

3.3.1 Il potenziamento della capacità di interconnessione con i Paesi esteri

La rete elettrica italiana è attualmente interconnessa con le reti dei Paesi confinanti tramite 5 collegamenti a 380 kV (di cui uno con la

Francia realizzato in doppia terna), 9 collegamenti a 220 kV ed uno con la Grecia in corrente continua a 400 kV. Esiste inoltre un collegamento (SA.CO.I.) in corrente continua con la Francia in territorio corso.

Lo sviluppo dell'interconnessione con le reti dei Paesi confinanti rende possibile l'estensione degli approvvigionamenti di energia, a prezzi più vantaggiosi di quelli al momento registrabili con la produzione nazionale. L'aumento della capacità di trasmissione con i Paesi esteri consente inoltre di incrementare la riserva di potenza per fronteggiare i periodi più critici per la copertura del fabbisogno nazionale.

Nel processo di liberalizzazione del mercato elettrico europeo, gli scambi di energia elettrica rivestono un ruolo molto importante considerato l'obiettivo comunitario di costruire un mercato integrato dell'energia elettrica in Europa, attraverso il raggiungimento di adeguati livelli di interconnessione. Per l'Italia questo assume particolare rilevanza, considerata la differenza dei costi marginali di produzione fra la stessa Italia e gli altri Paesi europei.

1) Principali interventi di potenziamento dell'interconnessione

Gli interventi di costruzione di nuove linee di interconnessione nel breve-medio termine comprendono:

- l'elettrodotto a 380 kV "S.Fiorano (BS) - Robbia (Svizzera)" per il quale la Società TERNA è assegnataria della titolarità dell'opera;
- l'elettrodotto a 132 kV "Prati di Vize - Steinach (Austria), attraverso il valico del Brennero, per il quale è stato avviato l'iter autorizzativo;
- l'elettrodotto di interconnessione a 150 kV "Sardegna - Corsica" (SAR.CO.), per il quale è stato avviato l'iter autorizzativo, con titolarità assegnata a TERNA.

Le proposte d'intervento volte a rispondere alle esigenze di sviluppo di *medio - lungo termine* si collocano principalmente nelle porzioni estreme della frontiera settentrionale e in particolare a

nord-est, potenziando la capacità di interconnessione tra Italia e Austria con una linea in doppia terna a 380 kV di collegamento tra la direttrice "Udine Ovest - Sandrigo" e il nodo a 380 kV di Lienz in Austria (con contestuale dismissione dalla RTN dell'attuale interconnessione a 220 kV "Soverzene - Lienz"), nonché mediante la realizzazione del nuovo collegamento a 380 kV fra la stazione di Udine Ovest e il nodo di Okroglo in Slovenia.

Sul versante nord-ovest invece si propone il potenziamento dell'interconnessione con la Francia, per il quale sono stati avviati nuovi contatti con il partner francese RTE, al fine di condurre ulteriori studi di rete congiunti e definire nel dettaglio la soluzione progettuale per un possibile nuovo collegamento a 380 kV tra i nodi di Piosasco (I) e Grand'Ille (F).

Oltre alla realizzazione di nuove linee di interconnessione, al fine di incrementare ulteriormente la capacità di interscambio con l'estero e garantire la sicurezza di gestione delle reti interconnesse, ci si è orientati anche verso l'installazione di dispositivi di tipo Phase Shifting Transformer (PST). A tal proposito, come segnalato, è terminata l'installazione di PST su entrambe le linee della doppia terna a 380 kV "Rondissone - Albertville" di interconnessione con la Francia ed è prevista l'installazione nel breve - medio termine di un analogo dispositivo sulla linea a 220 kV "Padriciano - Divaccia" di interconnessione con la Slovenia.

2) Altri interventi allo studio per il potenziamento dell'interconnessione con l'estero

Oltre alle attività di sviluppo vere e proprie, sono allo studio o in corso di perfezionamento altre azioni finalizzate all'incremento della capacità di interconnessione con l'estero, per le quali il GRTN ha avviato opportuni contatti con i gestori esteri. Fra queste si menziona lo studio di fattibilità propedeutico per la realizzazione di una nuova interconnessione tra Italia e Austria attraverso il tunnel di servizio del futuro traforo ferroviario del Brennero, per il quale la Commissione Europea ha concesso al

GRTN un finanziamento. Tale studio è finalizzato all'individuazione della capacità ottimale di trasmissione del collegamento, da realizzare con tecnologie altamente innovative, nel contempo razionalizzando le porzioni di rete di trasmissione italiana e austriaca interessate dal progetto, con conseguenti vantaggi tecnici, economici e ambientali.

È stato inoltre attivato uno studio per analizzare la possibilità di realizzare nuove linee di interconnessione sul versante nord-ovest come il riclassamento a 380 kV dell'attuale interconnessione a 220 kV "Mese - Gorduno", che associata alla razionalizzazione della Val Chiavenna consentirà di realizzare un nuovo elettrodotto di interconnessione a 380 kV "Regoledo - Gorduno" con la Svizzera.

Vanno infine ricordati gli studi ancora in corso per la realizzazione di un collegamento sottomarino in corrente continua tra l'Algeria e l'Italia nonché per ispezionare un'ipotesi di collegamento tra il Nord Africa (Tunisia o Libia) e l'Italia, a seguito di uno stanziamento del Governo italiano volto a favorire la sicurezza degli approvvigionamenti e la crescita del mercato energetico.

3) Lo sviluppo dell'interconnessione tramite linee dirette

Con la delibera 151/02 e successive modificazioni, l'AEEG ha inteso riconoscere i diritti di accesso a titolo prioritario alla capacità di trasporto sulla rete elettrica di interconnessione con l'estero, ai soggetti che realizzino nuove infrastrutture di rete denominate "Interventi di sviluppo diretto" i quali, in base alla definizione dell'Autorità riguardano "gli interventi di sviluppo della rete di trasmissione nazionale per la costruzione di nuove infrastrutture la cui realizzazione, manutenzione ed esercizio sono assegnati dal Gestore della rete ad un soggetto terzo, cui è riconosciuto l'accesso a titolo prioritario". L'accesso a titolo prioritario è riconosciuto per un periodo di dieci anni a decorrere dalla data di entrata in servizio degli elementi della RTN oggetto dell'intervento di sviluppo diretto.

La deliberazione dell'AEEG promuove l'iniziativa di soggetti terzi per il potenziamento delle suddette infrastrutture prevedendo, come alternativa temporanea agli esistenti meccanismi di remunerazione degli interventi di sviluppo, il riconoscimento del diritto di accesso a titolo prioritario a una quota dell'aumentata capacità di trasporto sulla rete di interconnessione con l'estero conseguente alla realizzazione di "Interventi di sviluppo diretto". Il GRTN è direttamente coinvolto nelle attività finalizzate alla realizzazione di linee dirette di interconnessione e in tale ambito ha intrapreso diverse azioni nel corso del 2003-2004.

Nel giugno 2003, ha pubblicato l'elenco delle manifestazioni di interesse ammesse, tra quelle inviate dai proponenti alla fase di presentazione dei progetti preliminari: 43 ammesse sulle 49 complessivamente pervenute; una delle 43 iniziative è stata successivamente ritirata. L'ammontare della potenza nominale dei collegamenti relativi alle 42 iniziative al momento ammesse è di circa 13.500 MVA. Di seguito, è riportato il dettaglio della classificazione delle iniziative per frontiera, per livello di tensione e per suddivisione corrente alternata - corrente continua. Poiché per alcune iniziative non sono state ancora definite le modalità di realizzazione in AC o DC, le tabelle considerano i dati relativi alle possibili alternative presentate, conteggiando entrambe le opzioni.

Classificazione delle iniziative ammesse per frontiera

Frontiera	N. iniziative	Potenza totale [MVA]
Francia	3	1.150
Svizzera	14	5.910
Austria	14	2.720
Slovenia	10	3.278
Croazia	1	500
Totale	42	13.558

Classificazione delle iniziative ammesse (incluse alternative) per tensione

Livello di tensione	380-400kV	200-220kV	110-132-150 kV
N. iniziative	9	14	19
Potenza totale (MVA)	6.250	4.480	2.828

Classificazione delle iniziative ammesse (incluse alternative per AC/DC)

Tipologia	N. iniziative Incluse alternative	Potenza totale [MVA] Incluse alternative
Corrente alternata (AC)	36	10.058
Corrente continua (DC)	8	5.550

Entro il 19 maggio 2004, il GRTN dovrà comunicare l'esito dell'assegnazione degli interventi di sviluppo diretto ai soggetti ammessi che avranno la facoltà di rinuncia. A seguito di eventuali rinunce il GRTN rideterminerà le nuove capacità da assegnare a titolo prioritario non considerando i progetti rinunciati.

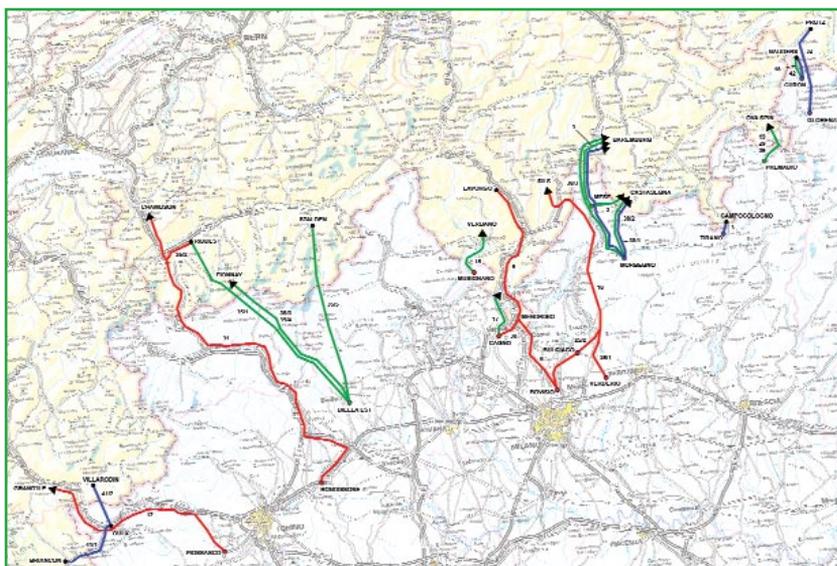
Entro il 31 dicembre 2007, infine, i proponenti dovranno completare la realizzazione delle opere e delle infrastrutture rientranti nell'intervento di sviluppo diretto presentati e assegnati.

In materia di "nuove linee private di interconnessione", va segnalato inoltre il nuovo quadro legislativo di riferimento recentemente definito dalla legge 290/03 di conversione del D.lgs. 29 agosto 2003, n. 239 "Disposizioni urgenti per la sicurezza e lo sviluppo del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica" che al momento in attesa di opportuno decreto attuativo da parte del MAP.

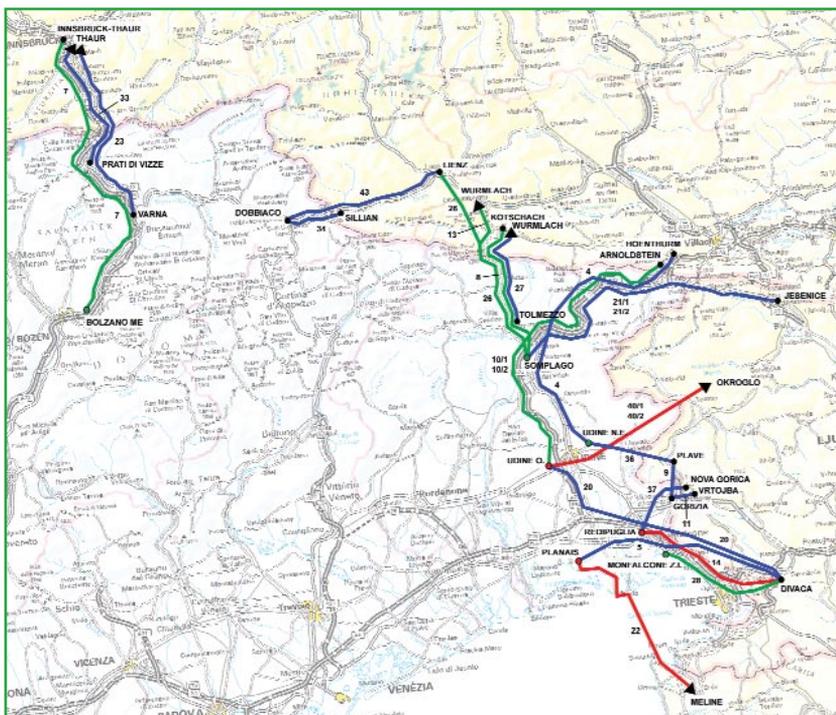
All'art. 1 quinquies, comma 6, si afferma infatti che "i soggetti non titolari di concessioni di trasporto e/o distribuzione di energia che realizzino a proprio carico nuove linee elettriche di interconnessione con i sistemi elettrici di altri Stati, in corrente continua o tecnologia equivalente, possono richiedere [...] un'esenzione dalla disciplina che prevede il diritto di accesso dei terzi", per la quota di incremento della capacità di interconnessione risultante dal nuovo assetto di rete.

Tale esenzione sarà accordata dal MAP, caso per caso, sentito il parere dell'AEEG, "per un periodo fra 10 e 20 anni dalla data di entrata in servizio delle nuove linee e per una quota compresa fra il 50% e l'80% delle nuove capacità di trasporto realizzate". Inoltre "[...] in casi eccezionali, sentito il Gestore della rete di trasmissione nazionale, l'esenzione si applica ai dispositivi in corrente alternata, a condizione che i costi ed i rischi degli investimenti in questione siano particolarmente elevati [...]" rispetto a quelli sostenuti normalmente per il collegamento di due reti nazionali limitrofe.

Progetti di linee dirette secondo Delibera 151/02 Scenario nord-ovest: Frontiera Francese e Svizzera



Progetti di linee dirette secondo Delibera 151/02 Scenario nord-est:Frontiera con Austria, Slovenia e Croazia



3.3.2 Interventi di sviluppo per il potenziamento della RTN

Oltre agli interventi precedentemente citati, finalizzati alla risoluzione delle congestioni di rete in varie aree del Paese, di seguito sono sinteticamente descritti gli altri principali interventi di sviluppo interni alla rete nazionale inseriti nel Piano. Maggiori dettagli possono essere comunque desunti dalla lettura degli allegati tecnici presenti nell'edizione 2004 del Piano di Sviluppo della RTN.

Tra gli interventi, *già pianificati* nelle precedenti edizioni del Piano, da realizzare nel *medio - breve termine*, si citano: la nuova stazione a 380/132 kV di Carpi Fossoli (MO), che riveste carattere di massima priorità in relazione all'esigenza di garantire l'alimentazione

in sicurezza dei carichi nell'area delle Province di Modena e Reggio Emilia; il potenziamento delle stazioni di Roma Est e Ovest, finalizzato a soddisfare l'aumento della domanda di energia elettrica prevista nei prossimi anni nell'area urbana di Roma; il riclassamento a 380 kV della stazione di trasformazione di Feroletto (CZ), attualmente a 220 kV, correlato alla realizzazione della nuova linea a 380 kV "Rizziconi - Laino"; il raccordo a 150 kV tra la nuova stazione di trasformazione 380/150 kV di Paternò (CT) e l'omonima centrale; i raccordi a 220 kV per l'inserimento delle linee a 220 kV "Sulcis - Selargius" in entra - esce alla Stazione di Villasor (CA) e "Sulcis - Villasor" in entra - esce alla stazione di Rumianca (CA), che consentiranno il miglioramento della flessibilità e sicurezza di esercizio sulla rete di trasmissione a 150 kV che alimenta l'area di Cagliari.

A questi interventi si affiancano le ulteriori proposte di intervento in risposta alle principali esigenze e criticità di rete che si collocano in un orizzonte di *medio - lungo periodo*, prime fra tutte le ipotesi di realizzazione di nuove linee a 380 kV per il rinforzo della maglia-tura della rete interna del Paese tra cui il collegamento trasversale fra le direttrici est-ovest "Udine Ovest - Sandrigo" e "Venezia Nord - Planais" (da collegare possibilmente allo stesso nodo di connessione del futuro elettrodotto di interconnessione con l'Austria) e la nuova linea a 380 kV in uscita dalla stazione di Redipuglia verso un altro nodo della rete (ad esempio Udine Ovest).

Fra le proposte di *nuove linee*, un fondamentale ruolo strategico rivestono i collegamenti sottomarini di rinforzo della connessione fra le Isole maggiori e la Penisola italiana e precisamente il futuro cavo "SAPEI" in corrente continua a 400 kV tra Fiumesanto (SS) e Latina e il raddoppio del cavo in corrente alternata a 380 kV fra Sorgente (ME) e Rizziconi (RC).

Al fine di rispondere invece alla crescente richiesta di energia elettrica è stata pianificata la realizzazione di *nuove stazioni elettriche* di trasformazione in varie aree del Paese: nell'area industriale di

Vicenza; in provincia di Treviso; nell'area urbana di Firenze, in questo caso però mediante la realizzazione di una nuova sezione a 380 kV presso l'esistente stazione di Casellina; nell'area centro-meridionale delle Marche, in un'area mediana fra le attuali stazioni di Candia (AN) e Rosara (AP); nella zona Est del Vesuvio in Campania, in posizione baricentrica rispetto al carico fra le attuali stazioni di Montecorvino e S. Sofia, intervento quest'ultimo che consentirà tra l'altro di avviare un vasto programma di razionalizzazione della rete e l'eliminazione di numerosi impianti obsoleti a 60 kV.

Altri importanti interventi, che coinvolgono però elettrodotti esistenti a 380 kV, sono principalmente orientati al potenziamento della capacità di trasporto delle singole linee o, mediante la realizzazione di nuovi raccordi, all'aumento della magliatura della rete. In particolare si menziona la necessità di rimuovere i vincoli di rete che impedirebbero il trasporto in sicurezza sulla rete a 380 kV dell'energia prodotta dalle centrali di Ravenna, Porto Corsini e Porto Tolle attraverso la realizzazione dei raccordi per l'inserimento dell'elettrodotto "Ferrara Focomorto - Forlì" in entrata - uscita alla stazione di Ravenna Canala; la necessità di migliorare la sicurezza di trasporto fra nord e sud del Paese ripristinando in servizio continuativo la linea a 380 kV "La Spezia - Acciaiuolo (LI)" (attualmente utilizzabile solo in condizioni di emergenza e per un numero limitato di giorni all'anno); la necessità di aumentare la capacità di trasporto dell'elettrodotto a 380 kV "Benevento - Foggia" in previsione dell'entrata in servizio delle nuove iniziative di produzione di energia elettrica interessanti in particolare la Puglia ed il Molise. Con il fine di potenziare le reti a 220 e 150 kV, nel Piano sono indicate le seguenti esigenze: garantire un'adeguata riserva di alimentazione elettrica alle esistenti e previste stazioni 220 kV/MT di alimentazione nel centro di Napoli, attraverso la posa di un cavo a 220 kV (dalla stazione di Doganella alla C.le di Napoli Levante) per il completamento della nuova arteria a 220 kV tra Astroni e Napoli Levante; aumentare l'affidabilità della rete a 380 kV nel nord della

Sardegna, con la possibile realizzazione di una trasversale di collegamento tra la stazione di Codrongianos e l'elettrodotto "Fiume Santo - Selargius"; potenziare l'elettrodotto a 220 kV "Villeneuve - Avise" in Valle d'Aosta, in considerazione del suo ruolo strategico per l'importazione di potenza dalla Svizzera; realizzare i raccordi a 150 kV all'esistente stazione di Paternò (CT); ridurre il rischio di congestione della rete a 150 kV, già fortemente impegnata, mediante la realizzazione di una nuova stazione in grado di smistare efficacemente tale produzione verso i centri di consumo ed il potenziamento della linea "Canistro Allacc. - Morino".

3.3.3 Interventi di razionalizzazione e risanamento della RTN

Un'attenzione particolare meritano gli interventi di razionalizzazione della rete previsti nel breve - medio periodo e nel medio - lungo termine che, attraverso la realizzazione di infrastrutture a più alto potenziale in termini di tensione e capacità di trasporto, consentono di rimuovere altri impianti obsoleti e di potenzialità inferiore, spesso con riduzione dell'ingombro sul territorio.

Tra le azioni di maggior rilievo da avviare in tal senso si pone particolare attenzione alle razionalizzazioni dei sistemi elettrici interessanti la Valcamonica e l'Alta Valtellina, correlate alla realizzazione della linea in doppia terna a 380 kV "San Fiorano - Robbia", alle attività previste nell'Area tra Rotonda e Laino, conseguenti all'entrata in servizio della nuova linea a 380 kV "Laino - Feroletto - Rizziconi" e agli interventi, in via di completamento, sulla rete a 220 kV nell'area di Sorio e su quella a 132 kV nell'area di Bussolengo.

Sono inoltre previste azioni di ammodernamento e potenziamento degli impianti di rete in Val D'Ossola (sia a nord che a sud di Pallanzeno), finalizzate a garantire l'esercizio in condizioni di sicurezza della rete a 132 kV, nel territorio tra Val d'Aosta e Piemonte, con il potenziamento delle linee di collegamento fra i nodi di Pont Saint Martin, Montestrutto e

Quincinetto e conseguente demolizione di alcuni tratti di linee obsolete; nell'Area di Lucca, d'intesa con le Amministrazioni territorialmente competenti, finalizzate all'esercizio in sicurezza della rete a 132 kV e nell'Area di Reggio Emilia, che, attraverso il potenziamento di alcune linee a 132 kV e la dismissione dei tratti non più utilizzati, garantiranno un'adeguata riserva di alimentazione dei carichi e consentiranno di ridurre l'impatto degli elettrodotti presenti in un'area fortemente urbanizzata. Vista l'ampiezza delle potenziali azioni di *risanamento* degli impianti, che potrebbero rendersi necessarie a seguito degli obblighi normativi previsti dalla legge 36/01 (c.d. Legge quadro), il GRTN ha seguito con molta attenzione l'evoluzione della normativa in materia e ha fornito il proprio supporto tecnico al Ministero dell'Ambiente e Tutela del Territorio per l'ulteriore sviluppo della stessa, con particolare riferimento al provvedimento previsto dall'articolo 9 della citata legge 36/01, riguardante la definizione dei criteri per la stesura del "Piano di risanamento" in attuazione della stessa legge.

In adempimento all'obbligo previsto dalla legge, il GRTN ha inoltre richiesto ai titolari delle porzioni di RTN, o a coloro che ne abbiano comunque la disponibilità, di evidenziare le necessità di risanamento e, contestualmente, di formulare le proposte per la realizzazione degli interventi sugli impianti di competenza, nonché di fornire tutte le informazioni necessarie ai fini della presentazione, da parte del GRTN, della proposta di piano di risanamento globale della RTN. Al momento sono stati calcolati, a cura del GRTN, valori delle correnti di riferimento di ciascun elettrodotto ed è in corso, a cura dei titolari, la valutazione degli eventuali interventi necessari come detto sopra.

Gli interventi identificati nel "Piano di risanamento" saranno a regime integrati nei futuri Piani di Sviluppo.

3.3.4 Interventi per la connessione alla rete di nuovi impianti di generazione

Le connessioni alla RTN di nuovi impianti di generazione sono propedeutiche alla realizzazione di nuova capacità produttiva nel sistema elettrico nazionale. Assumono pertanto un'importanza decisiva per lo sviluppo del sistema e richiedono l'accelerazione dei tempi di realizzazione. Il Gestore è coinvolto in diverse attività propedeutiche alle connessioni: gestisce e coordina le attività di connessione alla rete sulla base dell'apposito regolamento emanato dall'Autorità; esamina i progetti preliminari, alla luce di quanto stabilito dalla normativa; verifica la corrispondenza dei progetti presentati dai proprietari e dagli aggiudicatari delle opere ai criteri tecnici fissati preventivamente.

Le connessioni possono essere suddivise nelle seguenti tipologie:

- connessioni di centrali termoelettriche di grossa taglia (con potenza termica maggiore di 300 MW);
- connessioni di centrali di piccola taglia termoelettriche o da fonte rinnovabile (per lo più centrali eoliche) e connessioni di utenti che prelevano energia elettrica;
- interconnessioni fra reti interoperanti.

In particolare, per la determinazione delle opere di connessione da pianificare, sono stati presi in considerazione unicamente gli impianti di produzione o prelievo di energia elettrica per i quali siano state definite ed accettate le modalità di connessione alla RTN e rispondenti ad almeno uno dei seguenti requisiti:

- impianti in corso di effettiva realizzazione (cantieri già avviati per le opere funzionali alla messa in opera della nuova capacità produttiva o all'incremento di quella esistente);
- centrali termoelettriche con potenza termica maggiore di 300 MW che al 31.12.03 risultino autorizzate alla costruzione e all'esercizio in base a quanto in merito disposto dalla legge 55/02 o secondo la procedura definita nell'allegato IV al DPCM 27 dicembre 1988;

- impianti per i quali i proponenti abbiano costituito in favore del GRTN un deposito fideiussorio a totale copertura degli oneri di realizzazione degli impianti della RTN dedicati alla connessione.

Fra i vari interventi di realizzazione di elettrodotti a 380 kV finalizzati alla connessione di nuove centrali termoelettriche se ne evidenziano alcuni che per estensione e importanza strategica rispondono anche ad esigenze di sviluppo interno della RTN; in particolare si citano la nuova linea "Candela - Foggia", per la connessione nel breve-medio termine alla RTN della nuova centrale EDISON a ciclo combinato da 370 MW di Candela (FG), mentre nel medio-lungo periodo la nuova direttrice "S. Barbara (AR) - Tavarnuzze - Casellina (FI)", con contestuale dismissione di molti impianti a 220 kV dell'area, funzionale al collegamento alla rete a 380 kV della centrale di S. Barbara da potenziare in ciclo combinato e la nuova linea "Livorno - Acciaiole" (in parte sul tracciato della esistente linea a 220 kV "Livorno - Avenza"), per la connessione della centrale di Livorno da trasformare in ciclo combinato.

Altre attività di connessione alla RTN avviate dal Gestore e che troveranno sviluppo nel prossimo futuro riguardano 17 nuovi impianti generazione con potenza termica superiore a 300 MW e 4 centrali esistenti di cui è previsto il potenziamento per oltre 10.800 MW elettrici. Le nuove iniziative produttive sono concentrati principalmente in Lombardia, Toscana, Puglia, Campania e Calabria, ma sono presenti in minor numero anche in Piemonte, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Emilia Romagna e Molise.

Nel Piano di Sviluppo sono anche presenti alcuni interventi per la connessione alla RTN di impianti di generazione da fonti rinnovabili, principalmente eolica, relativamente a 12 nuovi impianti generazione (10 impianti eolici e 2 idroelettrici) rispondenti ai requisiti sopra espressi, localizzati principalmente in Sicilia e Sardegna.

Per la realizzazione delle nuove stazioni elettriche di consegna dell'energia per le centrali di Florinas, Pietrafitta, Ploaghe, Mineo, Carlentini, Scano di Montiferro, Ulassai, Seui - Esterzili, San Severo, il GRTN ha fatto ricorso alla procedura di confronto concorrenziale

sulla base di quanto previsto dall'art. 10 del disciplinare di concessione. Per le centrali di Torviscosa e Termoli, essendo le opere di connessione interventi di sviluppo su impianti esistenti, l'incarico è stato affidato direttamente a Terna, titolare degli impianti stessi. Sono stati altresì esaminati i progetti preliminari degli impianti di rete per la connessione (opere elettriche connesse) relativi agli impianti di generazione la cui autorizzazione alla costruzione è sottoposta alla legge 9 aprile 2002, n. 55.

Allo stesso modo sono in corso le verifiche di rispondenza del Gestore ai progetti relativi agli impianti di rete per la connessione (nuove stazioni) presentati dagli aggiudicatari delle procedure di gara o dal titolare della porzione di RTN interessata. In particolare gli impianti interessati sono:

- Voghera Energia (400 MW) di Voghera;
- Enipower (780 MW) di Mantova;
- Enipower (1170 MW) di Brindisi;
- Edison (800 MW) a 380 kV - centrale termoelettrica di Altomonte;
- Enel Green Power (28 MW) a 220 kV - centrale idroelettrica del Tirso;
- FRI-EL (22 MW) a 150 kV - parco eolico di Nurri;
- FRI-EL (70 MW) a 150 kV - parco eolico di Andretta e Bisaccia;
- Edipower (400 MW) a 220 kV - centrale a ciclo combinato di Chivasso;
- Edipower (800 MW) a 380 kV - centrale a ciclo combinato di Chivasso.

3.4 Le attività di R&S

Nel 2003 il quadro legislativo nazionale relativo alla Ricerca in campo elettrico è stato modificato con l'istituzione del CERSE-Comitato di esperti di Ricerca per il Settore Elettrico - che, ai sensi del Decreto del Ministero delle attività produttive del 28 febbraio 2003 ("Modalità di gestione del fondo per il finanziamento delle attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico

nazionale”), ha lo scopo di fornire i criteri di indirizzo e di gestire il fondo nazionale per la Ricerca di Sistema. Tale fondo è costituito secondo le modalità definite annualmente dall’AEEG, dalla contribuzione derivante dalla componente A5 della tariffa elettrica e ammonta a circa 80 milioni di Euro annui.

Tra i suoi vari compiti il CERSE, costituito da 5 membri di nomina ministeriale, predispone un Piano triennale che contiene:

- le macro-linee di attività della ricerca di sistema;
- l’individuazione delle priorità;
- una descrizione degli obiettivi e dei risultati attesi;
- la previsione del fabbisogno per il finanziamento del Fondo.

Nell’ambito delle sue prime attività il CERSE ha tenuto una serie di audizioni con i diversi soggetti interessati al settore energetico, tra i quali anche il GRTN, allo scopo di acquisire elementi utili alla formulazione del primo Piano Triennale e alla preparazione di un primo bando per la presentazione di progetti di ricerca.

Su richiesta del CERSE, il GRTN ha presentato una “Proposta per un piano di attività di ricerca di sistema in campo elettrico”, che individua le aree prioritarie di R&S in relazione al sistema elettrico, ne riporta priorità e aspetti critici e fornisce una prima stima delle risorse ipotizzabili per il loro espletamento, dando anche un’indicazione dei possibili partner interessati, a vario titolo, allo sviluppo delle attività di ricerca.

Tra le aree privilegiate dall’analisi del GRTN rientra naturalmente l’affidabilità (*dependability*) del sistema elettrico, soprattutto nei suoi due aspetti di sicurezza interna e di vulnerabilità dovuta all’interdipendenza con le altre infrastrutture a esso collegate.

Per quanto riguarda la sicurezza del sistema elettrico, il Piano per la Sicurezza predisposto a valle degli eventi del 28 settembre evidenzia la necessità di promuovere e sviluppare ulteriormente attività connesse ad alcune aree tipicamente di ricerca, quali la predisposizione dei Piani di difesa ed il controllo in emergenza del sistema elettrico.

Per quanto riguarda la vulnerabilità del sistema elettrico, il GRTN ha partecipato ad un gruppo di lavoro per la protezione delle infrastrutture critiche, istituito presso il Dipartimento per l'Innovazione e le Tecnologie della Presidenza del Consiglio dei Ministri. Tale gruppo di lavoro ha avuto l'incarico di iniziare a studiare questa tematica raccogliendo il contributo dei diversi operatori pubblici e privati coinvolti nella gestione e nel controllo delle infrastrutture critiche cercando di costruire una visione quanto più possibile complessiva delle problematiche di vulnerabilità.

Infine, nel campo delle attività di ricerca finanziate con fondi strutturali europei, si segnala la conclusione del progetto europeo di ricerca EXaMINE, finanziato nell'ambito del V programma quadro per la ricerca e l'innovazione tecnologica della Commissione Europea, sviluppato da un consorzio comprendente il GRTN con l'obiettivo di studiare nuove metodologie di monitoraggio e controllo del sistema elettrico europeo, alla luce della sempre maggiore interdipendenza tra i sistemi elettrici nazionali dovuta al forte incremento degli scambi energetici transnazionali e al conseguente utilizzo dell'infrastruttura elettrica sempre più vicino ai propri limiti di funzionamento.

4 Attività di mercato

4.1 Introduzione

Il capitolo descrive le attività di mercato cui il GRTN, in misura diretta o indiretta, ha preso parte nel corso del periodo di riferimento. Come negli anni scorsi, il Gestore ha svolto le procedure di assegnazione della capacità di trasporto sulle linee di interconnessione e dell'energia ritirata ai sensi dell'art. 3, comma 12, del D.lgs. 79/99. Nella seconda metà del 2003, in seguito alle interruzioni del sistema elettrico verificatesi in settembre, si è provveduto a ridurre la capacità importata sia in esercizio sia quale valore preliminare all'allocazione dell'import per l'anno 2004.

Il periodo aprile 2003-marzo 2004 è stato ricco di eventi che hanno accompagnato l'evoluzione della riforma del settore elettrico e la transizione verso la c.d. borsa dell'elettricità. Nel capitolo vengono descritte le diverse attività svolte dal GRTN, suddividendole in relazione alla loro diversa natura. In particolare vengono riportate:

- a) le attività relative all'utilizzo del servizio di interrompibilità per ragioni legate alla sicurezza degli approvvigionamenti, le modalità di ripartizione dell'energia a clienti interrompibili e le condizioni per la sua remunerazione;
- b) le attività di gestione e funzionamento del dispacciamento (bilanciamento e scambio) e l'organizzazione del mercato di offerta e vendita di energia (STOVE) nel periodo precedente l'avvio del mercato organizzato;
- c) le attività propedeutiche al lancio del mercato organizzato dell'elettricità e all'esercizio del dispacciamento di merito economico (Sistema Italia).

Il capitolo si chiude con la descrizione delle altre attività svolte dal Gestore, alcune assegnate dalla normativa (qualificazione degli impianti alimentati a fonti rinnovabili e gestione dei certificati verdi), altre tipiche di un soggetto attivo nel percorso di integrazione e liberalizzazione dei mercati a livello europeo (attività internazionali).

¹ Al netto delle perdite di energia afferenti al mercato libero.

4.2 Il mercato libero e l'assegnazione ai clienti idonei della capacità disponibile dalle importazioni e dalla produzione nazionale incentivata

Il mercato libero dell'energia, nel corso del 2003, è stato caratterizzato da una domanda complessiva di circa 132 TWh¹, di cui 22 TWh da autoproduzione.

Alla copertura dei 110 TWh di domanda esplicita dei clienti idonei al netto dell'autoproduzione, hanno contribuito le importazioni per 37 TWh (a fronte di un saldo *import-export*, inclusi i contratti pluriennali destinati al mercato vincolato, di 51 TWh), la produzione ritirata dal GRTN ai sensi dell'art. 3, comma 12, del D.lgs. 79/99 (c.d. produzione CIP 6) per circa 40 TWh e altra produzione nazionale per 33 TWh.

Con riferimento all'analoga domanda del 2002, pari a 98 TWh, si riscontra un sensibile aumento dei consumi del mercato libero (circa 12%) dovuto anche all'ulteriore abbassamento, a partire dal 1° maggio 2003, della soglia di idoneità. In entrambi gli anni il contributo derivante dalle importazioni e dall'energia CIP 6 continua a rappresentare circa il 70% della domanda del mercato libero al netto dell'autoproduzione.

La domanda di energia del mercato libero al netto dell'autoproduzione nel corso del 2004 è stimata pari a circa 132 TWh. Le importazioni dovrebbero contribuire a soddisfare la richiesta per circa 27 TWh (su un totale importazioni, inclusi i contratti pluriennali destinati al mercato vincolato, di 47 TWh), mentre l'energia prodotta da impianti CIP 6 per circa 33 TWh (su una produzione CIP 6 complessiva stimata di circa 53 TWh).

Come per il 2003, anche per il 2004 è stata assegnata ai clienti idonei la capacità disponibile per le importazioni e dagli impianti di produzione nazionale a prezzi incentivati ceduta alla rete e ritirata dal GRTN ai sensi dell'art. 3, comma 12, del D.lgs. 79/99.

4.2.1 Le importazioni e l'allocazione sul mercato libero della capacità di trasporto disponibile sull'interconnessione

Per l'anno 2003 la capacità di trasporto disponibile sull'interconnessione è stata assegnata su base annuale dal GRTN in applicazione della delibera dell'Autorità 190/02, come descritto nel Rapporto dello scorso anno.

Nel corso dell'anno 2003, analogamente a quanto svolto negli ultimi mesi dell'anno precedente, il GRTN ha continuato ad assegnare su base giornaliera, congiuntamente con il gestore della rete francese (Gestione de Transport de l'Électricité - RTE), la capacità di trasporto che si è resa disponibile sulle linee di interconnessione con la Francia.

Il meccanismo di assegnazione, gestito da RTE per conto dei due gestori di rete, prevede l'assegnazione pro-quota ai soggetti richiedenti la capacità di trasporto che si rende disponibile sulla frontiera italo-francese il giorno prima per il giorno dopo.

Come per l'anno 2002 il meccanismo di allocazione giornaliera ha registrato una larga partecipazione da parte degli operatori.

Nel mese di ottobre 2003, in seguito agli eventi del 28 settembre descritti nel capitolo 2, sono state messe in atto azioni finalizzate a ridurre la capacità da importazioni per salvaguardare la sicurezza del sistema elettrico nazionale minimizzandone i rischi. Tali azioni si sono mosse in due direzioni: la prima, di natura congiunturale, finalizzata alla riduzione delle importazioni in esercizio; la seconda, di natura strutturale e di più lungo termine, orientata a rivedere i valori della massima capacità di trasporto sull'interconnessione precedentemente determinati dalla *Task Force* con i gestori delle reti dei Paesi confinanti.

In merito alle azioni del primo tipo, il Gestore ha provveduto a ridurre le importazioni di energia elettrica ai clienti assegnatari della relativa capacità di trasporto sulla frontiera svizzera. Le deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di importazioni, stabiliscono che, nel caso di riduzioni della capacità

di interconnessione - a eccezione dei casi di manutenzione programmata per un ammontare complessivo comunque non superiore a trenta giorni - il GRTN è tenuto a garantire le transazioni commerciali dall'estero attraverso l'uso di capacità di generazione nazionale. A tale riguardo l'Autorità ha previsto uno specifico corrispettivo a copertura dei costi sostenuti dal GRTN per la garanzia dell'energia di importazione, tuttavia i volumi delle riduzioni praticate erano tali da rendere inadeguato il gettito a disposizione del GRTN per coprire i costi da sostenere per l'approvvigionamento dell'energia non importabile.

Al fine di contenere l'onere conseguente all'adozione delle citate misure di sicurezza, garantendo, al contempo, la capacità di importazione allocata, il GRTN ha adottato specifiche misure di scambi compensativi (countertrading) tramite l'avviamento di una attività di esportazione di energia elettrica verso la Svizzera. Come noto, infatti, è possibile aumentare la capacità commerciale di importazione immettendo un flusso corrispondente di energia nella direzione opposta.

Il Gestore della rete ha quindi approvvigionato per i mesi di novembre e dicembre 2003 un servizio di esportazione (per lotti di potenza compresi tra 150 e 300 MW) rivolgendo invito a presentare offerta a operatori che avessero la disponibilità di un parco di generazione adeguato (ponendo come condizione preliminare alla partecipazione la disponibilità di una potenza installata 3 volte superiore a quella complessivamente offerta) che consentisse loro di destinare a tale servizio per le fasce orarie richieste una quota elevata della propria capacità produttiva non contrattualizzata per il mercato libero, e la possibilità di garantire, in ogni caso, i flussi di esportazione anche in caso di indisponibilità non programmate della produzione.

In relazione, invece, alle azioni di natura strutturale si è provveduto a rivedere al ribasso i valori di *Net Transmission Capacity* (NTC) validi a partire dal 1° gennaio 2004 in seguito agli eventi del

28 settembre 2003 descritti nel capitolo 2. Il raggiungimento dei valori di NTC precedentemente determinati dal gruppo di lavoro composto dai rappresentanti dei singoli gestori di rete avrebbe richiesto l'adozione di adeguate iniziative e la realizzazione di idonee azioni interessanti la rete di interconnessione e la sua gestione, finalizzate a garantire la sicurezza di funzionamento dei sistemi elettrici interconnessi.

In attesa della piena implementazione delle citate attività, il GRTN ha ritenuto opportuno adottare un criterio di sicurezza, per la determinazione delle massime capacità di trasporto in importazione sulla frontiera elettrica settentrionale, più severo rispetto al criterio di sicurezza N-1 utilizzato in precedenza, tenendo in conto la possibilità del verificarsi di eventi nelle reti confinanti tali da far presupporre l'adozione di contromisure da parte del Gestore italiano. Conseguentemente il GRTN ha determinato e provveduto a concordare con tutti i gestori di rete confinanti la massima capacità di trasporto sulle linee di interconnessione con l'estero a partire dal 1° gennaio 2004 e sino al completamento delle attività connesse alla sicurezza della rete, suddivise nei periodi diurno e notturno per singolo Paese confinante e per periodo invernale ed estivo. I nuovi valori sono riassunti nel seguente riquadro.

NTC 2004 (MW)	Francia	Svizzera	Austria	Slovenia	Totale frontiera nord
Inverno - giorno (06:00-22:00)	2.650	2.800	220	380	6.050
Inverno - notte (22:00-06:00)	2.450	1.600	180	340	4.570
Estate - giorno (6:00-22:00)	2.400	1.950	200	300	4.850
Estate - notte (22:00-06:00)	2.250	1.550	180	270	4.250

Ai sensi dell'art. 10, comma 1, del D.lgs. 79/99 il GRTN ha provveduto, quindi, a comunicare tali valori al Ministero e per conoscenza all'Autorità insieme alla capacità disponibile in importazione in Italia dalla Grecia e di esportazione dall'Italia verso la Grecia pari,

come per l'anno 2003, rispettivamente a 300 MW in importazione e 500 MW in esportazione.

In seguito al trasferimento di competenze fissato nella legge 290/03 (Cfr. appendice quadro normativo), il Ministero delle attività produttive ha disciplinato con il Decreto legislativo del 17 dicembre 2003 le modalità per l'allocazione dei diritti di capacità di trasporto sull'interconnessione per l'anno 2004.

Il decreto ministeriale stabilisce che il GRTN procede ad assegnare la capacità di trasporto sulla frontiera settentrionale e su quella greca. In particolare per la frontiera elettrica settentrionale il decreto stabilisce che il GRTN procede ad assegnare la capacità di trasporto assegnabile e utilizzabile a partire dal 1° gennaio 2004 nella misura temporaneamente ridotta procedendo contestualmente alla assegnazione della quantità minima incrementale assegnabile dal GRTN sulle frontiere nord-ovest (Francia+Svizzera) e nord-est (Austria+Slovenia) il cui utilizzo è condizionato all'implementazione delle misure atte a mantenere la sicurezza di funzionamento dei sistemi elettrici interconnessi e prevedendo la possibilità di assegnare eventuale altra capacità incrementale al raggiungimento di uno specifico accordo tra il GRTN e i gestori di rete confinanti. Il decreto stabilisce che dei 6.050 MW di capacità di trasporto disponibili sull'interconnessione 2.000 MW (1.400 MW sulla frontiera francese e 600 MW sulla frontiera svizzera), corrispondenti alla potenza contrattuale dei contratti pluriennali di importazione precedentemente stipulati da Enel, sono destinati al mercato vincolato.

Il Ministero, inoltre, nel confermare la capacità di trasporto riservata sull'interconnessione alla Corsica, la Repubblica di S. Marino e lo Stato Città del Vaticano, riserva, per l'anno 2004, ulteriori 550 MW a clienti interrompibili istantaneamente rispetto ai 1.200 MW già assegnati per l'anno 2004 negli anni 2002-2003.

Il Decreto ministeriale prevede espressamente che 40 MW dei 550 MW riservati a clienti interrompibili istantaneamente vengano

destinati a clienti localizzati in Sardegna e che tutti i clienti interrompibili assegnatari di capacità di trasporto sull'interconnessione possano esercitare la facoltà di rinuncia della capacità assegnata assumendo l'obbligo di prestare il servizio di interrompibilità istantanea del carico regolato dalla delibera dell'Autorità 151/03 successivamente modificata dalla delibera 155/03. Il decreto prevede che il Gestore della rete proceda ad assegnare della capacità di trasporto resasi disponibile in misura pari al 60% per i clienti idonei del mercato libero e al 40% per i clienti del mercato vincolato. Il GRTN avrebbe dovuto quindi assegnare prima la capacità di trasporto ai clienti interrompibili e solo a valle dell'esercizio della facoltà di rinuncia da parte di questi ultimi avrebbe potuto determinare l'esatta capacità di trasporto da assegnare ai clienti del mercato libero.

Successivamente l'Autorità per l'energia elettrica e il gas con la delibera 157/03 ha fornito ulteriori disposizioni circa le modalità per l'assegnazione della capacità di trasporto sull'interconnessione per l'anno 2004.

La delibera prevede che ciascun gestore di rete estero confinante assegni autonomamente, sulla frontiera di pertinenza, il 50% della capacità di trasporto disponibile per il mercato libero e che il GRTN, a sua volta, assegni il restante 50%. Tale modalità è stata seguita per tutte le frontiere a eccezione di quella francese. In quest'ultimo caso, in virtù dell'accordo tra l'Autorità italiana (AEEG) e quella francese (CRE), è stata realizzata, come per il 2003, l'assegnazione congiunta. L'accordo prevede che la massima capacità di trasporto disponibile sulla frontiera nord-ovest, il cui valore è riconosciuto reciprocamente, venga assegnata congiuntamente dal GRTN e dal Gestionnaire de Réseau de Transport de l'Electricité (di seguito RTE). In seguito all'accordo tra i due regolatori, la delibera dell'Autorità 157/03 prevede che GRTN e RTE assegnino congiuntamente, per il 2004, la capacità di trasporto disponibile sulla frontiera franco-svizzera di loro diritto per il mercato libero, al netto delle quote di capacità riservate alla Corsica (55 MW), alla Città del

Vaticano (50 MW), alla Repubblica di S. Marino (44 MW) e della quota destinata al mercato vincolato.

Le procedure concorsuali per l'assegnazione si sono svolte alla fine del mese di dicembre 2003 ed è stata assegnata prima la capacità produttiva riservata sulla frontiera nord-ovest a clienti interrompibili istantanei corrispondenti a 40 MW per clienti localizzati in Sardegna e 510 MW a clienti nel resto d'Italia.

Successivamente il GRTN ha proceduto ad assegnare la capacità produttiva disponibile sull'interconnessione rispettivamente sulla frontiera nord-ovest, nord-est e greca.

In particolare sulla frontiera nord-ovest e nord-est, in base a quanto disposto dal D.M. del 17 dicembre 2003 e della delibera 157/03, la capacità assegnata dal GRTN è risultata composta da due quote che sono state assegnate contestualmente:

- a) la quota di capacità utilizzabile dal 1° gennaio 2004;
- b) la capacità incrementale la cui utilizzazione è condizionata all'esito della implementazione delle misure volte al consolidamento e all'incremento dei livelli di sicurezza di funzionamento dei sistemi elettrici interconnessi nonché al raggiungimento di uno specifico accordo tra i gestori di rete confinanti.

La gran parte dei clienti interrompibili istantaneamente già titolari di capacità di trasporto per l'anno 2004 si è avvalsa della facoltà di rinuncia cui alla delibera dell'Autorità 151/03 come modificata e integrata dalla delibera 155/03, a eccezione di pochi clienti per complessivi 11 MW sulla frontiera nord-ovest.

Tenuto conto della capacità assegnata al mercato vincolato pari a 696 MW (337 MW sulla frontiera francese, 259 MW sulla frontiera svizzera, 40 sulla frontiera austriaca e 60 sulla frontiera slovena), la capacità utilizzabile sin dal primo gennaio 2004 assegnata dal GRTN ai clienti del mercato libero, è risultata pari a 1.594 MW sulla frontiera nord-ovest (759 MW sulla frontiera francese e 835 MW sulla frontiera svizzera) e 200 MW sulla frontiera nord-est

(70 MW sulla frontiera austriaca e 130 MW sulla frontiera slovena). La capacità assegnata a ciascun operatore e utilizzabile sulla frontiera nord-ovest e nord-est a seguito del contemporaneo verificarsi, nel corso dell'anno 2004, della implementazione delle misure volte al consolidamento e all'incremento dei livelli di sicurezza di funzionamento dei sistemi elettrici interconnessi, nonché del raggiungimento di uno specifico accordo tra i gestori di rete confinanti, è stata determinata mediante l'applicazione alla capacità di trasporto utilizzabile a partire dal 1° gennaio 2004, di un coefficiente "B" per il quale il GRTN ha comunicato agli assegnatari il range di oscillazione.

Nella tabella seguente si riepiloga la capacità assegnata nel periodo inverno-giorno (6:00-22:00) sulla frontiera settentrionale per singola frontiera elettrica.

Capacità di trasporto assegnata per l'anno 2004 sulla frontiera settentrionale Inverno - Giorno (MW)	Francia	Svizzera	Austria	Slovenia	Totale
NTC 2004	2.650	2.800	220	380	6.050
Contratti a lungo termine per vincolato	1.400	600	0	0	2.000
Assegnata da altri TSO	0	1.100	110	190	1.400
Capacità riservata (Corsica, RSM, Vaticano)	149	0	0	0	149
Interrompibili	5	6	0	0	11
Capacità assegnata dal GRTN al MV	337	259	40	60	696
Capacità assegnata dal GRTN al ML	759	835	70	130	1.794

Il GRTN, ha inoltre assegnato sulla base di quanto previsto dal D.M. 17 dicembre 2003 e della delibera 157/03 la capacità di trasporto sulla frontiera elettrica greca in importazione e in esportazione dall'Italia. Anche queste assegnazioni sono state espletate alla fine del mese di dicembre 2003 e in particolare sono stati assegnati 150 MW in importazione dalla Grecia in Italia e 250 MW in esportazione dall'Italia verso la Grecia.

Infine, il GRTN, anche se in quantità sempre più contenuta nel corso della prima parte dell'anno (gennaio - settembre), avendo incrementato l'assegnazione di breve termine (settimanale e giornaliera), ha proseguito nella sua attività di acquisto giornaliero "spot" all'estero sulla base di una manifestazione di offerta e di domanda mensile a priori con indicazione di prezzo da parte di operatori del mercato libero nazionale e di vendita per assegnazione mensile a consuntivo.

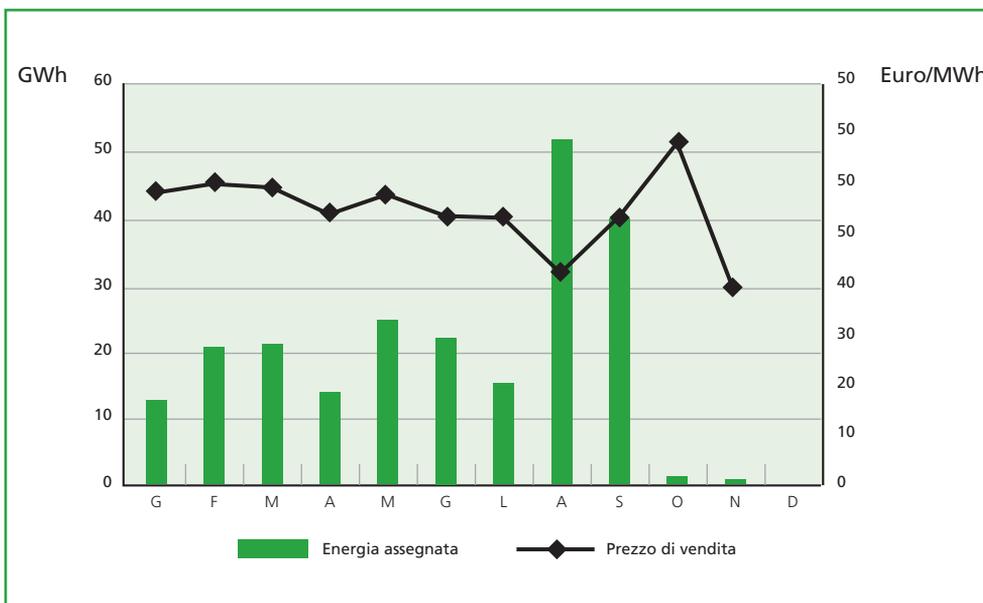
Per l'importazione di energia elettrica "spot" il GRTN ha impiegato la capacità di interconnessione che, nel corso dell'anno, si è resa utilizzabile sulle varie frontiere in maniera non prevedibile e discontinua e in eccesso rispetto alla capacità utilizzata dagli assegnatari.

L'assegnazione sul mercato libero dell'energia così importata senza garanzia di fornitura è stata riservata ai titolari di contratti di bilanciamento al fine di compensare gli eventuali deficit di energia sui contratti di scambio.

Nell'anno 2003 sono stati acquistati e quindi collocati solo 228 GWh, a un prezzo medio annuo di 5,4 centesimi di Euro/kWh.

In figura si riporta un riepilogo delle quantità acquistate e assegnate al mercato libero nell'anno 2003.

Assegnazione Spot - Anno 2003



Nell'ultima parte dell'anno la quota di import spot si è praticamente annullata in relazione alla forte contrazione di NTC operata e alle contemporanee azioni di countertrading resesi necessarie al fine di ridurre i corrispondenti flussi fisici.

4.2.2 L'energia prodotta da impianti CIP 6 acquistata dal Gestore e rivenduta al mercato libero

La disponibilità dell'energia prodotta da impianti a prezzi incentivati (c.d. impianti CIP 6) e a prezzi regolati dall'AEEG ceduta alla rete e acquistata dal GRTN ha raggiunto, a fine 2003, i 53,9 TWh, di cui 40,3 TWh sono stati collocati dal GRTN sul mercato libero in base alle modalità previste dal D.M. 22 novembre 2002 e alle procedure concorsuali fissate dall'AEEG con la delibera 204/02.

Per l'anno 2004, in applicazione di quanto previsto dal Decreto del Ministro delle Attività Produttive 29 gennaio 2004, il GRTN ha indicato in 4.600 MW la capacità produttiva assegnabile in modo

continuativo determinata sulla base degli impegni assunti dai produttori e su base statistica prudenziale.

Il Decreto ministeriale del 29 gennaio:

- dispone l'assegnazione su base annuale di 4.400 MW e su base trimestrale dei residui 200 MW;
- assegna alla società Acquirente unico il 20% della quota di capacità produttiva assegnabile su base annuale (880 MW);
- assegna ai clienti idonei l'80% della quota di capacità produttiva assegnabile su base annuale (3.520 MW) e tutta la quota di capacità assegnabile su base trimestrale (200 MW);
- attribuisce alla società Acquirente unico la capacità produttiva non assegnabile fino alla completa operatività del mercato elettrico.

Sulla base delle modalità per lo svolgimento delle procedure concorsuali definite dalla Autorità nell'allegato A alla delibera 13/04 il GRTN ha provveduto a effettuare l'assegnazione per l'anno 2004 della capacità produttiva di cui all'art. 3, comma 12, del D.lgs. 79/99. La capacità produttiva disponibile, sia su base annuale che su base trimestrale, è stata assegnata dal GRTN con un meccanismo di ripartizione pro-quota.

Il prezzo relativo alle assegnazioni di capacità produttiva assegnabile su base annuale (compresa la quota destinata all'Acquirente unico) e di capacità residuale (non assegnabile) è pari al 67,9% della componente Ct e al 100% del costo evitato di esercizio, manutenzione e spese generali connesse e del costo evitato di impianto di cui al titolo II, comma 2, del provvedimento CIP 6/92, come determinato dalla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico per il periodo di validità 1 gennaio - 31 dicembre 2002, valori di conguaglio, nel caso di cessione di tipo A, prezzo unico (componente pari a 25 €/MWh). Tale valorizzazione corrisponde, per il primo trimestre 2004 a un prezzo pari a 52,05 €/MWh, con un valore della componente Ct pari a 39,84 €/MWh.

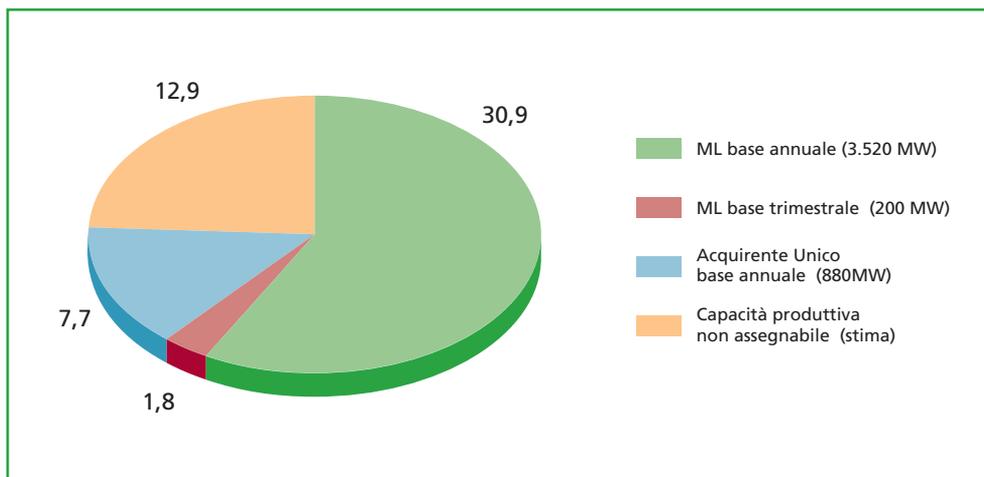
La valorizzazione della capacità assegnata su base trimestrale differisce da quella annuale per l'applicazione di un coefficiente, definito anch'esso su base trimestrale, che va a maggiorare o a

ridurre la componente fissa del prezzo di assegnazione; per effetto di tale coefficiente la valorizzazione relativa al primo trimestre 2004 risulta pari a 53,41 €/MWh.

In sintesi l'energia, di cui all'art. 3, comma 12, del D.lgs. 79/99, che il GRTN prevede di ritirare nel 2004, ammonta a circa 53,3 TWh di cui 32,7 TWh relativi alla capacità assegnata su base annuale e trimestrale ai clienti del mercato libero e 7,7 TWh relativi alla capacità assegnata su base annuale all'Acquirente unico; la quota residua, pari a circa 12,9 TWh, individua la capacità produttiva non assegnabile, ceduta dal GRTN all'Acquirente unico fino alla completa operatività del mercato elettrico. A partire dalla completa operatività del sistema delle offerte il GRTN offre la capacità produttiva non assegnabile nel mercato del giorno prima.

La seguente figura illustra la ripartizione delle quantità assegnate.

Assegnazione capacità produttiva CIP 6 - Anno 2004 (TWh)



Il differenziale tra i costi sostenuti dal GRTN per il ritiro (a prezzi "incentivati") dell'energia prodotta da impianti di cui all'art. 3, comma 12, del D.lgs. 79/99 e i ricavi derivanti dalla cessione al mercato libero e al mercato vincolato viene coperto dalla tariffa A3 della componente elettrica.

4.3 Dinamiche della domanda e dell'offerta di energia sul mercato libero

In linea con il trend già manifestato nell'anno precedente, la domanda sul mercato libero nazionale italiano è andata espandendosi dai 98 TWh del 2002 ai 110 TWh del 2003.

A tale incremento ha contribuito in maniera rilevante l'ulteriore abbassamento della soglia di idoneità passata dal 1° aprile 2003 ai 0,1 GWh per anno.

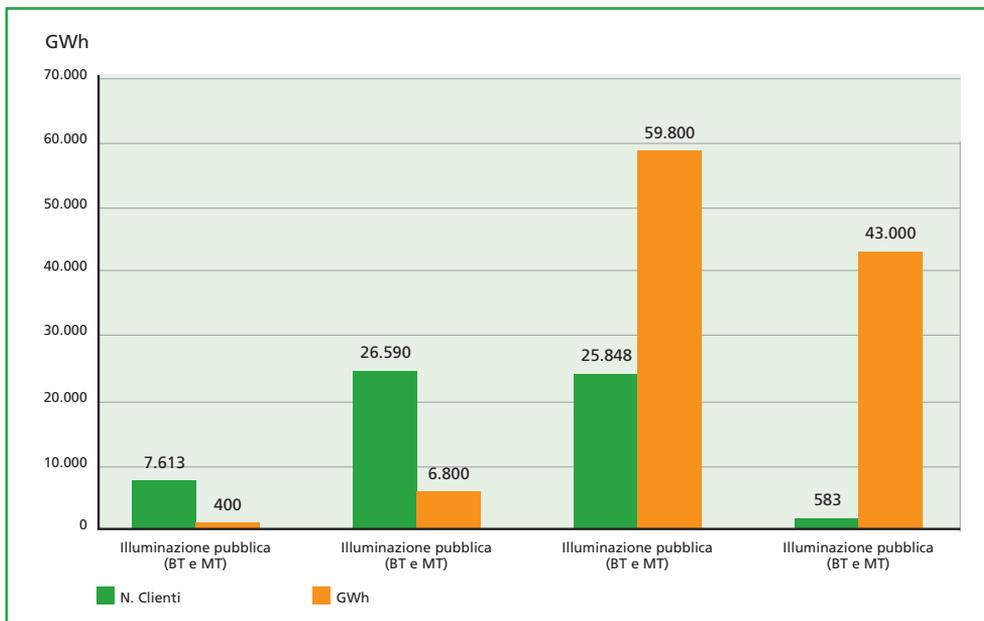
Tale abbassamento ha determinato l'ingresso nel mercato libero di un numero considerevole di piccole e medie imprese, delle aziende del terziario e del commercio. La crescita media del numero dei clienti del mercato libero è stata del 30% nel 2003, a fronte di un incremento di circa il 12% del volume di energia consumata rispetto al 2002.

In particolare da aprile 2003, l'abbassamento della soglia di idoneità ha evidenziato uno *switching rate* dei clienti del mercato vincolato pari al 3% mese, in linea con i valori rilevati nei principali paesi europei.

Alla fine del 2003, i clienti liberi erano circa 60.000 e nel primo trimestre del 2004 si è registrato un aumento pari a circa il 40%.

Utilizzando la tipologia di utenza dei clienti che compongono il mercato libero, così come definita nel regime tariffario, è possibile una segmentazione del mercato libero che evidenzia la numerosità dei clienti e il relativo consumo.

Ripartizione ML per tipologia utenza, numero clienti ed energia prelevata Anno 2003



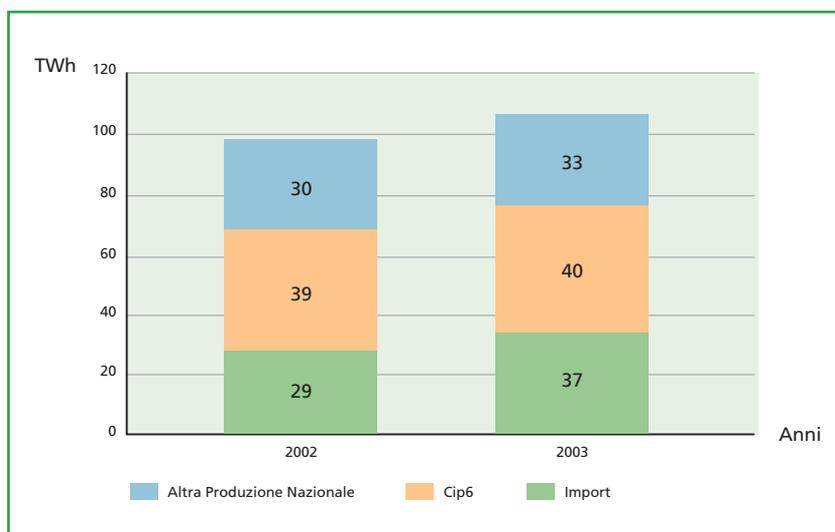
Una stima della segmentazione basata sulle classi di idoneità, riportata di seguito, rileva la numerosità dei clienti rispetto alla soglia di eleggibilità e la relativa domanda, permettendo di stimare le dimensioni massime cui il mercato libero potrebbe tendere in futuro.

Segmentazione Mercato Anno 2003 (al netto autoconsumi) - Stime

	TWh	Numero siti
Minore 0,1 GWh/anno	50	7.500.000
Compreso tra 0,1 e 1 GWh/anno	35	140.000
Maggiore di 1 GWh/anno	124	20.000
Illuminazione pubblica	6	220.000
Utenti domestici	62	28.000.000
Totale	277	35.880.000

Le fonti di approvvigionamento del mercato libero privilegiate dagli operatori rimangono, in linea con l'anno precedente, l'energia da impianti CIP 6 e da importazione, mentre si evidenzia che l'energia di produzione nazionale e quella inerente i contratti di scambio sono utilizzate per coprire esigenze di modulazione della domanda.

Copertura Domanda Mercato Libero



I principali eventi che, nel 2004, si stima potranno influenzare le dinamiche della domanda e dell'offerta del mercato libero sono l'ulteriore abbassamento della quota di idoneità a tutti i clienti non domestici che dovranno essere liberi dal 1° luglio 2004, nonché l'attivazione della borsa dell'energia. In particolare, quest'ultimo fenomeno influenzerà notevolmente le dinamiche di comportamento dei clienti, favorendo il fenomeno dell'aggregazione dei consumi per ottenere vantaggi gestionali ed economie di scala. È da segnalare, tuttavia, che la domanda potrà prendere parte attiva al sistema delle offerte non prima del 2005 (Cfr. appendice quadro normativo).

4.4 Il servizio di interrompibilità e la sua valorizzazione

In via sperimentale a partire dal 2001 e, in modo sistematico per gli anni 2002 e 2003, il GRTN ha usufruito del servizio di interrompibilità prestato da clienti idonei finali disponibili all'interruzione del carico con e senza preavviso. Il servizio può essere utilizzato dal GRTN per far fronte a esigenze di funzionamento in sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Infatti, l'obiettivo che si è inteso perseguire con tale strumento è stato quello di disporre di una quantità di potenza interrompibile, con e senza preavviso, da poter utilizzare con diverse finalità. In particolare:

- il servizio offerto senza preavviso utilizzato in prevalenza per azioni di rapida ricostituzione di riserva e bilanciamento in tempo reale;
- il servizio offerto con preavviso utilizzato anche per limitare alle situazioni di effettivo rischio per il sistema il ricorso all'attivazione di procedure di alleggerimento di carico distribuite, reoperando, almeno per i primi livelli di severità di tale sistema di alleggerimento, analoga quantità di potenza da distaccare presso clienti disponibili a offrire tale servizio.

A fronte della prestazione del servizio di interrompibilità istantanea del carico sono stati riservati ai clienti disponibili all'interruzione 1.200 MW di capacità di trasporto sulle linee di interconnessione con l'estero. Detta capacità è stata assegnata dal GRTN con procedure concorsuali disciplinate dall'Autorità in misura pari a 600 MW per il periodo 2002 - 2004 e ulteriori 600 MW per il periodo 2003 - 2004.

Per quanto concerne i clienti disposti a prestare il servizio di interrompibilità con preavviso il GRTN ha assegnato per l'anno 2003 1.000 MW di capacità produttiva disponibile dagli impianti che cedono energia al GRTN ai sensi dell'articolo 3, comma 12, del D.lgs. 79/99 (c.d. energia CIP 6). Tale capacità produttiva è stata assegnata secondo le modalità previste dalla delibera 204/02 con

procedura concorsuale il cui prezzo base d'asta era inferiore rispetto al prezzo base d'asta previsto per l'analoga procedura di assegnazione dedicata ai clienti idonei non interrompibili.

Nel corso del 2003, per garantire il funzionamento in sicurezza del sistema elettrico nazionale, è stato fatto ricorso al servizio d'interrompibilità essenzialmente nel periodo estivo e segnatamente nei mesi di giugno, luglio e agosto in presenza di particolari condizioni meteorologiche, con conseguente elevata richiesta di carico sia in termini di potenza sia in termini di energia.

Le previsioni relative all'aumento dei consumi elettrici e l'andamento del parco di generazione, hanno indotto il GRTN a comunicare agli organi istituzionali competenti l'esigenza di poter disporre, almeno per un triennio a partire dal 1° gennaio 2004, di un servizio di interrompibilità dei prelievi di energia elettrica assicurato per mezzo di una capacità interrompibile istantaneamente pari a 1.750 MW e per mezzo di un'ulteriore capacità interrompibile con preavviso di pari portata.

L'avvio del mercato dell'energia elettrica e dei connessi mercati dei servizi ha reso opportuno inquadrare il servizio di interrompibilità nell'ambito dell'organizzazione delle attività di dispacciamento. Con tale finalità sono state fissate le regole (in particolare la delibera 151/03 e successive modificazioni dell'AEEG, Cfr. appendice quadro normativo) per la disciplina delle condizioni di remunerazione del servizio di interrompibilità con e senza preavviso per il triennio 2004 - 2006.

La delibera 151/03 prevede che i titolari di capacità di trasporto già assegnata per l'anno 2004 possano esercitare la facoltà di rinuncia a tale capacità a fronte di una remunerazione diretta del servizio di interrompibilità istantanea prestato per un corrispettivo pari a 21 €/MWh applicato all'energia mediamente importata nell'anno 2003. La stessa delibera stabilisce che il servizio di interrompibilità con preavviso venga assegnato con modalità definite dal GRTN prevedendo una remunerazione pari a 8 €/MWh applicata agli effettivi consumi di energia elettrica resa disponibile per il servizio di interrompibilità.

Il GRTN, ai sensi del D.M. 17 dicembre 2003 e al successivo allegato B della delibera dell'Autorità 157/03, ha provveduto ad assegnare 550 MW di capacità di trasporto sull'interconnessione a clienti interrompibili istantaneamente per l'anno 2004 chiedendo quindi di esercitare la facoltà di rinuncia nelle 24 ore successive alla comunicazione dell'avvenuta assegnazione, unitamente agli assegnatari dei 1.200 MW interrompibili già in essere. Il servizio di interrompibilità con preavviso è stato, infine, assegnato dal GRTN il 3 febbraio 2004.

4.5 Gestione dei contratti di scambio e di bilanciamento nel periodo transitorio e attività propedeutiche al dispacciamento di merito economico

Nel 2003, la disciplina transitoria per l'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia, articolato nei servizi di bilanciamento e di scambio dell'energia elettrica ha mantenuto la sua validità, nelle more dell'entrata in funzione del sistema delle offerte e del dispacciamento di merito economico dell'energia elettrica. Tale regime, normato già dal 2002 con la deliberazione 36/02 dell'AEEG è stato modificato dalla delibera 27/03 a partire da aprile 2003.

La delibera 27/03 ha confermato l'adozione di una disciplina del dispacciamento basata sul bilanciamento, servizio diretto al mantenimento dell'equilibrio di immissioni e prelievi nel sistema elettrico nazionale e alla gestione delle risorse per la fornitura del servizio di riserva, e sullo scambio, servizio prestato dal GRTN e volto a gestire le differenze tra l'energia elettrica immessa e prelevata nell'ambito di contratti bilaterali.

Alla prestazione di tali servizi da parte del GRTN, corrisponde una serie di obblighi che gli utenti assumono attraverso la conclusione di contratti di bilanciamento e scambio con il GRTN stesso. I principali obblighi riguardano:

- l'attestazione mensile dell'energia immessa e prelevata da parte degli utenti del bilanciamento, ai fini del calcolo dei corrispettivi che l'utente dovrà versare al GRTN per i servizi di bilanciamento e riserva;

- l'attestazione dei saldi trimestrali dello scambio, ai fini del calcolo del corrispettivo da versare o ricevere dal GRTN per l'energia in eccesso rispetto ai contratti bilaterali.

In particolare, lo strumento dello scambio ha permesso agli operatori del mercato elettrico di gestire un portafoglio di fonti di approvvigionamento (energia CIP 6, import, produzione nazionale presenti nel bilanciamento in immissione) finalizzato alla copertura della domanda rappresentata dal bilanciamento in prelievo, con la garanzia della fornitura di energia da parte del GRTN della quota non coperta da contratti bilaterali.

Inoltre, l'adozione di un meccanismo di cessione dei saldi di energia elettrica tra gli operatori all'interno del servizio di scambio, ha determinato una notevole flessibilità operativa e gestionale agli stessi.

La disciplina transitoria ha, inoltre, definito le specifiche responsabilità dei distributori, che hanno l'obbligo di verificare che i clienti abbiano regolarmente concluso i contratti di bilanciamento e scambio e di comunicare al GRTN l'anagrafica dei punti inerenti i titolari di contratti di bilanciamento in prelievo e le relative misure.

Sono state, infine, introdotte delle penalizzazioni in caso di omissione agli obblighi di comunicazione da parte degli utenti al fine di garantire l'equilibrio economico del sistema elettrico.

Nel corso del 2003 è proseguita l'attività per la predisposizione di strumenti informatici necessari per la contabilizzazione e fatturazione delle partite economiche connesse all'attività di bilanciamento e scambio dell'energia elettrica. Infatti, a partire dal mese di agosto 2003, il GRTN ha messo a disposizione sul proprio sito internet la procedura informatica 27/03. Tale piattaforma rappresenta lo strumento ufficiale fornito dal GRTN per l'autocertificazione delle energie immesse e prelevate mensilmente e dei saldi dello scambio, nonché per l'eventuale comunicazione di programmi di immissione e prelievo da parte degli operatori del mercato titolari di contratti di bilanciamento e di scambio.

Nel primo trimestre 2004 è proseguita l'applicazione della disciplina del bilanciamento e scambio in analogia al 2003, con alcune significative variazioni (periodicità mensile della gestione dello scambio). Con la prima fase di attuazione del sistema delle offerte (a partire dal 1° aprile 2004), così come delineato dagli Indirizzi per il Sistema Italia 2004, è stata prevista l'esclusiva partecipazione in borsa dell'offerta di generazione e parallelamente una gestione della domanda ancora secondo i meccanismi del bilanciamento e dello scambio, pur con significative modifiche, atte ad armonizzare tali meccanismi con la tempistica e le modalità di attuazione del dispacciamento di merito economico. Tali servizi offrono agli operatori del mercato libero, pur in assenza di partecipazione attiva della domanda al sistema delle offerte, uno strumento di continuità con il passato e la garanzia di poter approvvigionare in modo flessibile le risorse di modulazione necessarie.

4.6 Il Sistema Transitorio di Offerta di Vendita di Energia

Nel luglio 2003 è stato avviato il Sistema Transitorio di Offerta di Vendita di Energia (c.d. STOVE) in seguito alla delibera 67/03 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. La decisione dell'Autorità definisce:

- le regole per l'organizzazione e il funzionamento di un sistema transitorio di offerte di vendita dell'energia elettrica;
- le condizioni transitorie per l'approvvigionamento all'esterno dello STOVE dell'energia elettrica, della riserva secondaria e terziaria, qualora tale approvvigionamento sia necessario per l'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale;
- nell'ambito dello STOVE sono regolate le partite economiche relative all'approvvigionamento:
 - dell'energia elettrica che la società Enel Spa, in qualità di garante della fornitura dei clienti del mercato vincolato,

- destina alle cessioni per la copertura della domanda residuale del mercato vincolato;
- dell'energia elettrica e della riserva che il Gestore utilizza per l'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale.

L'approvvigionamento della domanda residuale del mercato vincolato costituisce in sintesi l'obiettivo fondamentale dello STOVE. Essa è calcolata come la differenza tra la fornitura complessiva necessaria per il mercato vincolato al netto: a) delle cessioni di energia elettrica tra produttori e distributori facenti parte dello stesso gruppo societario o dello stesso soggetto; b) della quota di produzione CIP 6 e delle importazioni destinate al mercato vincolato. La quota di domanda residuale è stata soddisfatta nel 2003 dalla produzione di Enel Produzione, Edipower, Endesa Italia e Tirreno Power, i cui impianti sono stati chiamati a produrre attraverso un meccanismo di selezione basato su un criterio di minimizzazione dei costi e sono stati remunerati applicando il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso fissato dall'Autorità. La produzione degli impianti chiamati a offrire energia nello STOVE ha soddisfatto, oltre alla domanda residuale del vincolato, anche l'esigenza di energia di dispacciamento.

La partecipazione allo STOVE risulta obbligatoria per i produttori titolari di unità di produzione ammesse al meccanismo di reintegrazione dei costi di generazione non recuperabili, limitatamente a tali unità. Per le altre unità di produzione, i produttori sono tenuti a stipulare con il Gestore un contratto di adesione allo STOVE, un contratto di somministrazione con Enel Spa per la fornitura al mercato vincolato e con il Gestore per l'erogazione del servizio di dispacciamento.

Per le unità di produzione partecipanti allo STOVE non sono consentite cessioni di energia elettrica tra imprese produttrici e imprese distributrici facenti parte dello stesso gruppo societario né cessioni di energia elettrica all'interno di un unico soggetto tra

le attività di produzione e di distribuzione svolte dallo stesso, qualora l'energia elettrica sia destinata al mercato vincolato.

Il Gestore ha redatto e pubblicato sul proprio sito internet il "Regolamento recante modalità di organizzazione e di funzionamento dello STOVE" (di seguito Regolamento STOVE). Tale documento modifica e integra le "Regole tecniche di dispacciamento - versione V.0" adottate dal Gestore in data 7 luglio 2000.

Il Regolamento STOVE descrive la procedura per l'approvvigionamento concorsuale delle risorse energetiche, ivi inclusa la disponibilità di capacità produttiva per la riserva e per il servizio di dispacciamento per la copertura del fabbisogno definito come la differenza tra l'energia elettrica immessa in rete dalle unità di produzione partecipanti allo STOVE e la somma dei seguenti quantitativi di energia elettrica:

- il prelievo delle unità di produzione STOVE;
- l'energia elettrica immessa in rete dalle unità che partecipano allo STOVE e destinata ad alimentare gli impianti di pompaggio dei produttori che partecipano allo STOVE al lordo delle perdite nei punti di consumo;
- l'energia elettrica imputata ai contratti per lo scambio dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 4, comma 4.5, della deliberazione 27/03 e fornita dalle unità di produzione che partecipano allo STOVE.

Le modalità operative dello STOVE sono state sviluppate dal Gestore con il supporto di un comitato tecnico consultivo, costituito dai rappresentanti di tutti i produttori aderenti allo STOVE, che rappresenta anche la sede per la formulazione di eventuali proposte di modifica del Regolamento STOVE con primario riferimento alle esigenze di sicurezza e operatività del sistema elettrico.

I produttori aderenti allo STOVE sono tenuti a rendere disponibile su richiesta delle autorità competenti, per ciascuna unità di produzione, i seguenti parametri che determinano la relativa offerta di vendita dell'energia elettrica: tipologia dell'unità di produzione; potenza nominale dell'unità di produzione; potenza disponibile

dell'unità di produzione; curva di consumo specifico; i mix di combustibili utilizzati; i costi unitari di combustibile franco centrale espressi in termini percentuali rispetto al parametro standard V_t , costo unitario riconosciuto, dei combustibili, di cui all'articolo 6, comma 6.8, della deliberazione 70/97 dell'AEEG.

I medesimi produttori hanno l'obbligo di comunicare al Gestore, con le modalità definite da quest'ultimo, le curve di costo orarie di ciascuna unità termoelettrica disponibile, coerenti con i parametri sopra elencati, che sono adottate per la definizione dei programmi di immissione in sede settimanale e giornaliera, nonché per il bilanciamento in tempo reale.

Il Gestore, tenuto conto delle disponibilità di risorse in esito ai piani di indisponibilità, gestisce la procedura concorsuale per la definizione dei programmi orari di immissione utilizzando calcoli su due orizzonti temporali:

- programmazione settimanale;
- programmazione giornaliera.

La programmazione delle unità di produzione termoelettriche è effettuata mediante la selezione delle medesime unità, utilizzando l'ordine di merito economico determinato sulla base delle offerte di vendita dei produttori, con l'obiettivo di ottimizzare l'uso complessivo delle risorse di produzione nel rispetto dei vincoli di rete e delle esigenze di riserva definite dal Gestore e garantendo la non discriminazione tra produttori.

Ai fini della copertura del fabbisogno energetico STOVE, la programmazione delle unità di produzione idroelettriche e geotermoelettriche è effettuata dai produttori, nel rispetto dei vincoli specificati dal Gestore ai fini della gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Inoltre, ai fini del mantenimento dell'equilibrio tra immissioni e prelievi di energia elettrica, il Gestore si approvvigiona di energia elettrica per il bilanciamento in tempo reale, modificando le immissioni di energia elettrica delle unità di produzione partecipanti allo STOVE con le modalità descritte nel Regolamento STOVE.

L'operatività dello STOVE, avviata il 1° luglio 2003, avrebbe dovuto cessare il 1° gennaio 2004 o alla data di entrata in operatività del sistema delle offerte, qualora tale data fosse stata anteriore al 1° gennaio 2004. A causa della mancata entrata in operatività del sistema delle offerte di cui all'articolo 5, comma 1, del Decreto legislativo 79/99, il Regolamento STOVE è stato riformulato dal Gestore sulla base delle modificazioni introdotte con il provvedimento "Disposizioni per la transizione all'avvio del dispacciamento di merito economico (deliberazione 163/03) emesso dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in data 23 dicembre 2003 prorogando la decorrenza dello STOVE a data non anteriore al 1° febbraio 2004.

Il nuovo regolamento estende l'obbligo di partecipazione allo STOVE, con decorrenza 1° gennaio 2004, a tutti i produttori titolari di unità di produzione, situate sul territorio nazionale e in possesso di adeguati requisiti tecnici, e a coloro che dispongono, per il tramite di contratti, della produzione di unità nella titolarità di soggetti terzi, a eccezione delle unità di produzione di cui all'articolo 3, comma 12, del Decreto legislativo 79/99 e delle unità di produzione che immettono energia elettrica per le destinazioni consentite dagli articoli 20, 22 e 23 della legge 9 gennaio 1991, n. 9.

4.7 Il Sistema Italia 2004 e il dispacciamento di merito economico

4.7.1 Premessa

In seguito ai lavori svolti dal c.d. "Tavolo Energia" costituito dal MAP e che ha visto la partecipazione di tutti i soggetti istituzionali ed economici interessati, sono stati fissati, nel luglio 2003, gli indirizzi del Ministero delle attività produttive per l'implementazione di un sistema organizzato di offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica basato su meccanismi di mercato (c.d. Sistema Italia 2004, Cfr. appendice quadro normativo). Il Sistema Italia avrebbe dovuto sostituire il Sistema Transitorio di Offerte di Vendita di Energia (STOVE).

Al fine di pervenire alla tempestiva definizione e operatività del Sistema Italia 2004, il MAP ha delineato le competenze e gli obiettivi dei diversi soggetti istituzionali coinvolti (Autorità per l'energia elettrica e il gas, Gestore della rete di trasmissione nazionale, Gestore del mercato elettrico) affinché, nell'ambito dei rispettivi ruoli e responsabilità, adottassero iniziative coordinate e convergenti. È stato inoltre costituito, sotto la guida della Direzione Generale per l'energia e le risorse minerarie del Ministero, un Gruppo Informale di Coordinamento (GIC) con la partecipazione di AEEG, GRTN, GME e, di volta in volta, di altri soggetti specificatamente interessati al fine di monitorare lo stato di avanzamento delle attività finalizzate all'implementazione del Sistema Italia e di analizzare le criticità e le problematiche connesse con lo sviluppo dei lavori. L'insieme delle attività ha portato all'avvio del mercato organizzato dell'elettricità nei primi mesi del 2004 attraverso un calendario per gradi (Cfr. oltre sub§ 4.7.3).

4.7.2 Obiettivi del Sistema Italia

Obiettivo fondamentale del Sistema Italia 2004 è l'attuazione di un sistema organizzato di offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica, basato su un mercato dell'energia elettrica e su un mercato del servizio di dispacciamento, operativi a partire dall'inizio del 2004.

In un mercato dell'energia elettrica liberalizzato, la presenza di un sistema organizzato di offerte è condizione necessaria sia per promuovere la concorrenza e gli investimenti, sia per garantire la sicurezza, l'affidabilità e l'efficienza del sistema elettrico tutelando gli interessi di utenti e clienti finali.

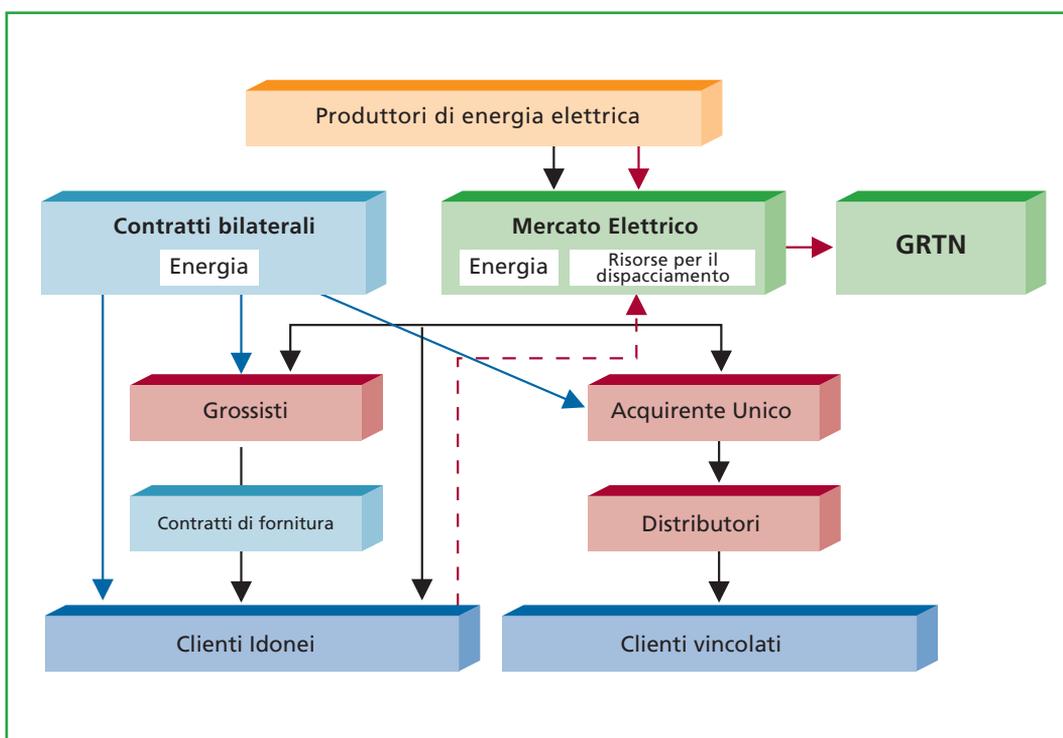
Il Sistema Italia 2004 è stato definito tenendo conto del quadro legislativo e regolamentare delineato dal MAP e dall'AEEG anche alla luce delle valutazioni espresse dal Gestore della rete e dal Gestore del mercato nonché dei pareri degli operatori e delle associazioni del settore elettrico.

Il Sistema è stato costruito in modo da essere flessibile per poter tener conto dei futuri cambiamenti del settore, a fronte dell'evoluzione di alcune caratteristiche (progressiva liberalizzazione della domanda, partecipazione della domanda al sistema, completamento dei sistemi di misura, formazione di un ambiente concorrenziale).

Sistema organizzato di offerte

Il Sistema Italia coinvolge una pluralità di operatori come illustrato nella seguente figura.

Le relazioni tra i diversi attori



Il Sistema Italia si compone di due mercati collegati:

- *il mercato dell'energia elettrica*, che a sua volta comprende il mercato del giorno prima (MGP) e il mercato di aggiustamento (MA), organizzati e gestiti dal Gestore del mercato;

- *il mercato del servizio di dispacciamento (MSD), che prevede l'approvvigionamento delle risorse per la risoluzione delle congestioni, la costituzione della riserva e il bilanciamento in tempo reale, gestito dal Gestore del mercato in nome e per conto del Gestore della rete.*

Gli operatori vendono e acquistano energia elettrica nel mercato dell'energia elettrica, oppure tramite contratti fisici bilaterali. La scelta delle modalità di vendita e di acquisto è lasciata al singolo operatore, in funzione delle convenienze relative.

Mercato dell'energia elettrica

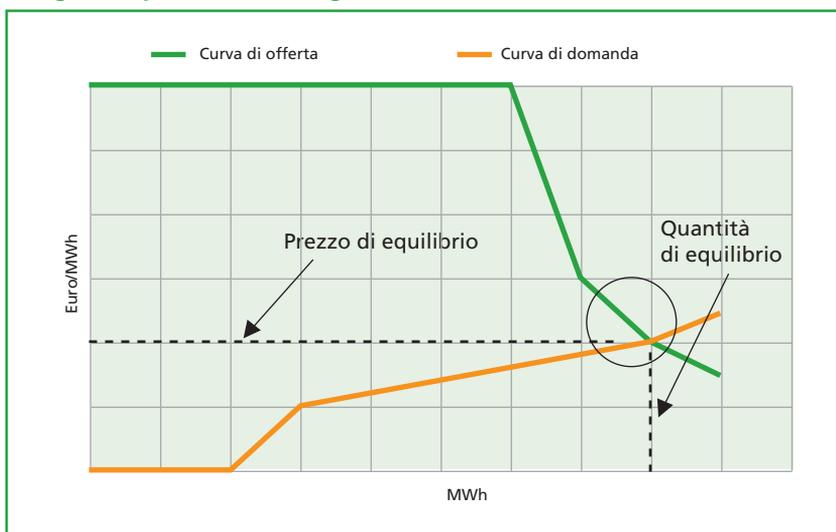
I partecipanti ai mercati del giorno prima e al mercato di aggiustamento formulano offerte di vendita, costituite da una quantità di energia elettrica e da un prezzo minimo a cui sono disposti a vendere, e offerte di acquisto², costituite da una quantità e da un prezzo massimo a cui sono disposti a comprare.

Tutti gli operatori possono offrire nel mercato dell'energia elettrica, per ogni ora del giorno successivo, la capacità produttiva delle unità di produzione connesse alle reti con obbligo di connessione di terzi che sia nella loro disponibilità e non impegnata in contratti fisici bilaterali. Le imprese di produzione nel mercato dell'energia elettrica possono formulare offerte di vendita di energia per una quantità pari, in ciascuna ora, alla differenza tra la potenza disponibile dell'unità di produzione nella loro titolarità e i programmi di immissione di energia elettrica comunicati dal Gestore della rete in esecuzione dei contratti fisici bilaterali.

La formazione del prezzo è basata sul meccanismo *system marginal price*, che prevede la definizione di un prezzo marginale di equilibrio, secondo il meccanismo illustrato in figura.

² Nella fase di prima attuazione del mercato come meglio descritto in seguito, la domanda è passiva e non formula pertanto offerte di acquisto. In tale fase è cura del Gestore della rete definire, in unica soluzione, il fabbisogno orario.

Determinazione di quantità e prezzi di equilibrio sul mercato del giorno prima dell'energia



Coerentemente con le condizioni previste per il dispacciamento di merito economico, al fine di gestire le congestioni interzonalì, consentendo la loro risoluzione, il mercato dell'energia elettrica può separarsi in zone di rete corrispondenti a ben definite aree territoriali.

Ai produttori è riconosciuto il prezzo marginale di equilibrio nella zona di rete in cui è localizzata l'unità di produzione. I clienti finali, indipendentemente dalla zona ove sono localizzati, pagano un prezzo medio nazionale determinato come media dei prezzi zonalì, ponderata sulla base dei consumi. L'equilibrio del mercato del giorno prima è calcolato tenendo conto dei vincoli convenzionali di trasporto tra zone sulla rete rilevante e dei programmi di immissione e di prelievo formulati in esecuzione dei contratti fisici bilaterali. I diritti di immissione e di prelievo assegnati per l'esecuzione dei contratti bilaterali di compravendita, sia dentro che fuori del mercato dell'energia elettrica, sono pertanto compatibili con detti vincoli e tali da garantire l'utilizzo efficiente della capacità di trasporto.

Risoluzione delle congestioni

Le congestioni dovute alla non compatibilità dei programmi di

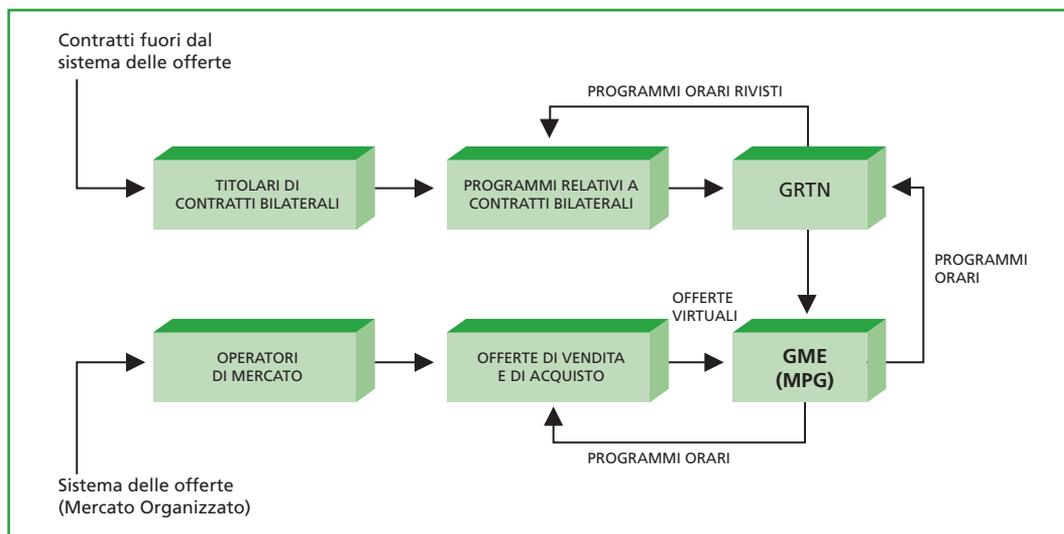
immissione e di prelievo con i vincoli effettivi di trasporto sulla rete rilevante sono risolte nel mercato del servizio di dispacciamento. Il Gestore del mercato e i titolari di contratti fisici bilaterali versano al Gestore della rete, o hanno diritto a ricevere dallo stesso Gestore della rete, un corrispettivo per la risoluzione delle congestioni interzonal, definito in funzione della differenza tra valore di mercato dell'immissione e il valore di mercato del prelievo, come determinati nel mercato dell'energia elettrica.

Contratti bilaterali

I contratti fisici bilaterali al di fuori del sistema organizzato di offerte sono liberamente negoziati, senza vincoli temporali, tra un soggetto produttore e un soggetto acquirente. I contratti bilaterali, pur non partecipando al sistema delle offerte, vengono scambiati nella RTN. Di conseguenza, i programmi di immissione e di prelievo, definiti in esecuzione dei contratti fisici bilaterali, devono essere comunicati al Gestore della rete.

Lo schema seguente mostra l'organizzazione della comunicazione dei programmi del mercato organizzato e dei contratti bilaterali al Gestore della rete.

Contratti dentro e fuori il sistema delle offerte



Mercato del servizio di dispacciamento

Il Gestore della rete garantisce la sicurezza, l'affidabilità e l'efficienza del sistema elettrico, approvvigionandosi delle risorse necessarie nel mercato del servizio di dispacciamento finalizzato alla risoluzione delle congestioni, alla selezione della riserva e all'erogazione del servizio di bilanciamento. Al mercato del servizio di dispacciamento partecipano le unità di produzione e di consumo abilitate dal Gestore della rete. Il mercato è basato su un'offerta a salire e a scendere obbligatoria. Le offerte di acquisto/ vendita non sono remunerate al prezzo di equilibrio ma al proprio prezzo di offerta (*pay as bid*). Il processo di accettazione delle offerte si svolge in due tempi: immediatamente dopo la chiusura della sessione di mercato ('a programma', accettando le offerte utili per modificare i programmi di immissione e prelievo determinati in esito al MGP e al MA in modo da risolvere le eventuali congestioni residue e costituire i margini di riserva necessari alla sicurezza del sistema) e con continuità durante il giorno di riferimento ('in tempo reale', accettando offerte per bilanciare il sistema).

Regolazione economica del dispacciamento

I titolari dei punti di immissione e dei punti di prelievo sottoscrivono, direttamente o tramite un soggetto terzo delegato, un contratto di dispacciamento con il Gestore della rete³ che ha il compito di disciplinare i diritti e gli obblighi dell'utente del bilanciamento nei confronti del Gestore della rete ai fini dell'immissione o del prelievo di energia elettrica nonché, tra l'altro, i corrispettivi a copertura dei costi sostenuti dal Gestore della rete.

I profili di carico dei titolari dei punti di immissione e di prelievo, qualora privi di misuratori su base oraria verranno definiti sulla base di specifici criteri (*load profiling*).

Indicatori e controllo del potere di mercato

Ai fini della trasparenza dell'informazione, sulla base di criteri definiti dall'Autorità, il Gestore del mercato costruisce indici di

³ Nella fase di prima attuazione del mercato il contratto di dispacciamento è sottoscritto unicamente da utenti del dispacciamento in immissione; per il prelievo permane la validità dei contratti di bilanciamento e scambio in essere.

prezzo per il mercato dell'energia elettrica e pubblica dati rilevanti con le garanzie di riservatezza previste dalla legge. In modo analogo il Gestore della rete costruisce indici e pubblica dati per il mercato del servizio di dispacciamento.

Le regole per il controllo del potere di mercato nel sistema organizzato di offerte vengono definite dai soggetti istituzionali preposti a tale compito. L'Autorità, nell'ambito delle sue funzioni, svolge compiti di sorveglianza, di verifica e di valutazione del corretto funzionamento del mercato dell'energia elettrica e del mercato del servizio di dispacciamento, introduce regole e definisce misure preventive atte a tutelare gli interessi di utenti e clienti, tenendo conto sia degli esiti del sistema organizzato di offerte proposto, sia dell'esperienza di esercizio di altri sistemi ritenuti significativi.

4.7.3 Sviluppo della fase transitoria

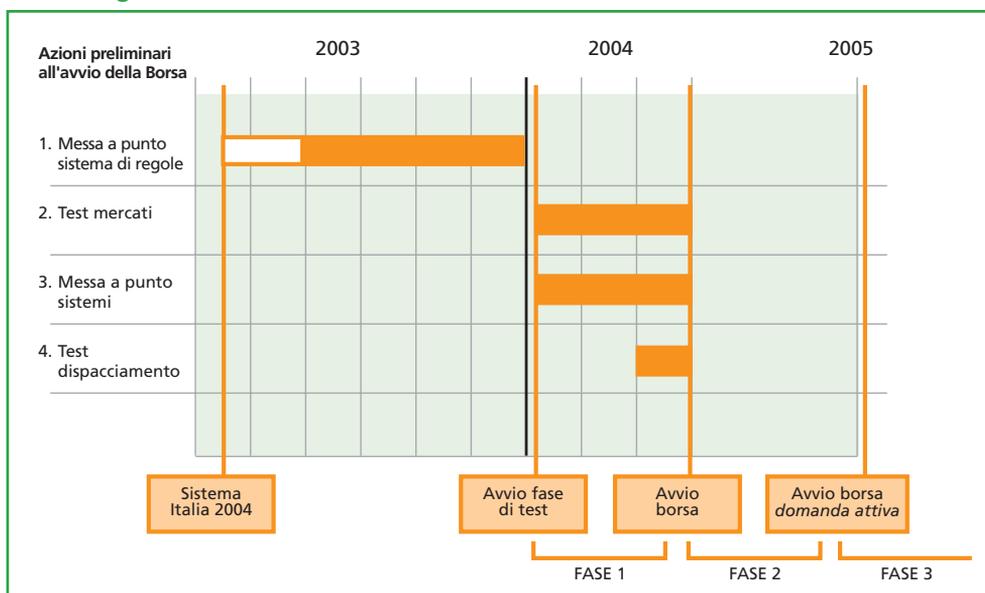
Il 19 dicembre 2003 sono stati approvati dal MAP due decreti rilevanti per l'implementazione del Sistema Italia 2004: con il primo è stata conferita all'Acquirente unico l'assunzione della titolarità delle funzioni di garante della fornitura di energia destinata ai clienti del mercato vincolato, con il secondo è stato approvato il testo integrato della disciplina del mercato elettrico e si è sancita, a partire dal giorno 8 gennaio 2004, l'assunzione di responsabilità del Gestore del mercato elettrico relativamente all'organizzazione e alla gestione del mercato elettrico (Cfr. appendice quadro normativo).

L'Acquirente unico assume la titolarità delle funzioni dal 1° gennaio 2004 e subentra all'Enel nella titolarità dei contratti pluriennali di importazione. Le imprese di distribuzione pertanto si approvvigionano unicamente dall'Acquirente unico per la fornitura di energia elettrica destinata al mercato vincolato. L'Acquirente unico è responsabile della previsione della domanda di energia elettrica dei clienti del mercato vincolato e assicura la copertura di

tale domanda minimizzando i costi e i rischi di approvvigionamento. A tal fine l'AU è abilitato a stipulare contratti di compravendita al di fuori del sistema delle offerte per una quantità non superiore al 25% della previsione della domanda complessiva annua del mercato vincolato; partecipa alle procedure per l'assegnazione di capacità di trasporto per l'importazione e per l'assegnazione di capacità produttiva per l'acquisto di energia elettrica di cui all'art. 3, comma 12, del D.lgs. 16 marzo 1999, n. 79 (energia CIP 6) e può stipulare contratti per differenza per la copertura del rischio. La delibera 168/03 dell'Autorità, con la definizione dei diritti e obblighi ricadenti sugli operatori, completa il quadro di regole per l'avvio del Sistema Italia, fissando le condizioni di funzionamento del dispacciamento di merito economico in previsione della partecipazione attiva di offerta e domanda.

La programmazione del Sistema Italia ha previsto l'articolazione di diverse fasi sulla base dello schema delineato in figura.

Fasi di implementazione del mercato organizzato dell'energia elettrica in Italia



In particolare, prima dell'avvio della borsa il 31 marzo 2004, sono state attuate:

- una prima fase transitoria, a partire dal giorno 8 gennaio 2004 (Fase 1), in cui, in parallelo all'approvvigionamento delle risorse ancora effettuato mediante il ricorso al meccanismo dello STOVE opportunamente rettificato, hanno avuto inizio le "prove in bianco" di funzionamento del sistema di dispacciamento di merito economico con partecipazione dei generatori e domanda passiva;
- una seconda fase transitoria (fase di prima attuazione o Fase 2), avviata immediatamente a valle della prima, caratterizzata dalla piena operatività del dispacciamento di merito economico con partecipazione al mercato dell'energia delle sole unità di produzione rilevanti (>10 MVA) e con domanda passiva; durante questa fase il ruolo della domanda è svolto dal Gestore della rete, che compra sul mercato del giorno prima, tramite offerte di acquisto senza indicazione di prezzo, il fabbisogno zonale stimato comprensivo delle perdite di rete. I programmi dei contratti bilaterali vengono comunicati al Gestore della rete tramite un'apposita piattaforma informatica, che trasferisce questi programmi alla piattaforma informatica del Gestore del mercato affinché possano essere inseriti nel processo di *clearing* del mercato del giorno prima sotto forma di offerte di vendita a prezzo nullo (tali programmi sono soggetti a corrispettivi di utilizzo della capacità di trasporto, calcolati in base alle differenze tra i prezzi zonali in vendita e il prezzo unico nazionale in acquisto originati dalle separazioni tra zone dovute alle congestioni).

La terza fase (Fase 3) caratterizzata dalla partecipazione attiva della domanda, che potrà formulare offerte di acquisto con o senza indicazione di prezzo nel mercato dell'energia, è programmata per il 2005.

Il passaggio alla fase di prima attuazione del dispacciamento di merito economico è stato condizionato non solo dai risultati di piena funzionalità e operatività dei sistemi (con particolare riguardo al sistema del mercato elettrico e ai sistemi di selezione delle offerte del mercato dei servizi di dispacciamento) ma anche dalla evidenza di un comportamento "globalmente soddisfacente" da parte degli operatori, del Gestore del mercato e del Gestore della rete. I comportamenti sono stati valutati sulla base di rilevazioni e analisi, nell'ambito di specifici test, e ciò ha consentito di fissare preventivamente alcuni indicatori ritenuti idonei al corretto funzionamento del Sistema. In particolare:

- a) totale energia offerta sul MGP e da contratti bilaterali: si richiede che sia superiore del 5% rispetto alla domanda nella punta giornaliera;
- b) programmi delle unità a valle del MA non attuabili "macroscopicamente": non possono essere più del 5%;
- c) massimo ritardo di ogni mercato: non superiore a 2 ore;
- d) totale unità indisponibili o che hanno partecipato al MSD: devono essere almeno il 90% di quelle abilitate e descritte nel Registro delle Unità di Produzione (RUP);
- e) offerte MSD che non rispettano i criteri definiti: non possono essere più del 1%.

Gli esiti dei test svolti con continuità nel periodo 8 gennaio - 31 marzo 2004 e l'evidenza del progressivo netto miglioramento degli indicatori descritti hanno consentito la realizzazione delle condizioni necessarie per l'avviamento del dispacciamento di merito economico (Fase 2) a partire dal 1° aprile 2004.

Con appositi provvedimenti, emanati in data 27 marzo 2004, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha reso operativo l'avvio del mercato organizzato dell'elettricità annunciato il 25 marzo 2004 dal Ministero delle attività produttive e formalizzato con apposita nota di indirizzo dello stesso Ministro del 30 marzo 2004.

I provvedimenti dell'AEEG, in particolare, hanno riguardato:

- a) il dispacciamento di merito economico nella fase di prima attuazione;
- b) il controllo del potere di mercato;
- c) la remunerazione della capacità produttiva;
- d) passaggio alla Fase 3.

Si sintetizzano gli aspetti principali delle delibere.

a) Dispacciamento di merito economico

L'Autorità ha avviato il regime di selezione degli impianti per la produzione di energia elettrica basato sulle offerte di prezzi da parte dei produttori di elettricità nella borsa elettrica, senza la partecipazione diretta della domanda. Il nuovo regime potrà consentire maggiore efficienza nella produzione di elettricità e nella programmazione dei consumi. L'Autorità ha inoltre approvato le regole di dispacciamento predisposte dal Gestore della rete per l'anno 2004. Per dare certezza al sistema e tempo agli operatori per prepararsi, il provvedimento regola anche la partecipazione diretta dei clienti alle contrattazioni di borsa: fino alla fine del 2004 la domanda sarà infatti espressa dal Gestore della rete al fine di garantire la copertura del fabbisogno nazionale nella fase di avvio. In tale assetto il regime dei prelievi di energia dalle reti con obbligo di connessione di terzi rimane regolato attraverso i consueti meccanismi di bilanciamento e scambio opportunamente rettificati in modo da consentire l'armonizzazione con le esigenze connesse con il sistema delle offerte.

b) Controllo del potere di mercato

Per prevenire comportamenti speculativi l'Autorità ha incaricato l'Acquirente unico di provvedere allo svolgimento di aste al ribasso per la stipula di contratti differenziali di acquisto dell'elettricità da destinare ai clienti vincolati. Se il prezzo di borsa sarà maggiore di quanto stabilito nel contratto, il fornitore pagherà la differenza all'Acquirente unico; il contrario se il prezzo di borsa sarà più basso. È stata confermata per il 2004 la

sorveglianza sulla coerenza tra le quantità offerte dai produttori e le loro capacità produttive, che saranno calcolate su due macro zone, nord e resto d'Italia. I produttori che non offriranno la capacità minima prevista in presenza di prezzi mensili e giornalieri crescenti riceveranno per tutte le zone il prezzo effettivamente offerto e non quello marginale determinatosi in borsa. Questo strumento di controllo del potere di mercato sarà tanto meno stringente quanto più estesi saranno i contratti differenziali. Il costante monitoraggio da parte dell'Autorità dell'evoluzione del sistema consentirà, se necessario, l'adozione di ulteriori iniziative a prevenzione di eventuali anomalie del mercato.

c) Remunerazione della capacità produttiva

A conclusione di un apposito processo di consultazione avviato il 18 marzo 2004, l'Autorità ha definito le regole transitorie per il 2004 per la remunerazione della capacità produttiva messa a disposizione del sistema elettrico nazionale per far fronte a eventuali criticità stagionali. Il provvedimento è stato adottato in attuazione del Decreto legislativo 379/03 convertito nella legge 290/03 che prevedeva una remunerazione in linea con quanto già disposto per il servizio di riserva, e si basa sulle ultime previsioni formulate dal Gestore della rete sui periodi di maggior domanda di elettricità.

d) Passaggio alla Fase 3

Nella fase iniziale di funzionamento del Sistema Italia 2004 le Autorità preposte procederanno con continuità al monitoraggio e all'analisi dei risultati con particolare riguardo all'efficacia delle misure adottate per il controllo del potere di mercato e all'evoluzione dei prezzi. Contestualmente verranno poste le basi, mediante l'avviamento di appositi test e l'aggiornamento del quadro regolatorio e contrattuale, per raggiungere l'obiettivo della partecipazione attiva della domanda, che si intende perseguire a conclusione della prima attuazione del dispacciamento di merito economico e comunque non oltre il 31 dicembre 2004.

4.8 Altre attività

A conclusione del capitolo vengono descritte una serie di altre attività svolte dal GRTN nell'ambito della liberalizzazione e riorganizzazione del settore elettrico e della maggiore spinta alla cooperazione internazionale. In particolare vengono illustrate le attività di qualificazione degli impianti alimentati a fonti rinnovabili e di cogenerazione, le attività di emissione e gestione dei certificati verdi e le numerose iniziative del Gestore in campo internazionale.

4.8.1 Qualificazioni impianti alimentati da fonti rinnovabili e di cogenerazione

Il Ministero dell'Industria ha emesso, in data 11 novembre 1999, il decreto recante "Direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili", e successivamente, il MAP ha emesso, in data 18 marzo 2002, il decreto "Modifiche e integrazioni al Decreto 11 novembre 1999 del MICA".

In particolare i due suddetti decreti assegnano al GRTN il compito tecnico di qualificare gli impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio, dopo il 1° aprile 1999, a seguito di nuova costruzione, potenziamento, rifacimento totale, rifacimento parziale e riattivazione, e il successivo compito commerciale di rilasciare i certificati verdi, in proporzione all'energia prodotta. Il GRTN sulla base dei due suddetti Decreti ha messo a punto un'apposita procedura tecnica di qualificazione del GRTN che risulta disponibile sul sito internet del Gestore sotto la voce "Fonti Rinnovabili".

La procedura prevede la formulazione al GRTN della domanda di qualifica di Impianto Alimentato a Fonte Rinnovabile (IAFR), alla quale devono essere allegati i principali dati tecnici e documentali caratteristici dell'intervento. L'attività operativa di qualifica IAFR, nel corso dell'anno 2003, ha comportato: l'aggiornamento tecnico del sistema informativo per la gestione del processo di qualificazione IAFR e l'esame di 275 domande di qualifica. Di queste 212

hanno ottenuto la qualificazione (di cui 111 impianti in esercizio e 101 in fase di progetto).

Infine nel mese di luglio 2003 il GRTN ha pubblicato sul sito internet il bollettino informativo "Energia elettrica da Fonti Rinnovabili", riferito al 2002. In questo Bollettino, la cui emissione è esplicitamente richiesta all'art. 10 del decreto 11 novembre 1999, è stata dettagliatamente illustrata l'attività sviluppata dal GRTN per la qualificazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, per la certificazione dell'energia soggetta all'obbligo e per l'emissione dei certificati verdi.

Con riferimento alla cogenerazione, il Decreto legislativo 79/99 riconosce all'energia elettrica prodotta mediante cogenerazione il diritto di utilizzazione prioritaria, dopo le fonti rinnovabili, l'esonero dall'obbligo di acquisto di certificati verdi e altri benefici. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha fissato, con la delibera 42/02, le condizioni tecniche da rispettare per ottenere la qualifica di "cogenerazione". Tali condizioni si esplicitano con due indicatori denominati: "Indice di Risparmio Energetico" e "Limite Termico", che devono essere maggiori di specifici valori minimi. Pertanto, per ottenere la qualifica, i produttori devono dichiarare ogni anno al GRTN le quantità di energia prodotta e di combustibile consumato durante l'anno precedente.

Nel 2003 sono pervenute al GRTN dichiarazioni per oltre 200 "Sezioni di Impianto". Sulla base di esse, il GRTN ha verificato il rispetto delle citate condizioni e circa 180 sezioni sono risultate conformi ai requisiti fissati nella delibera. Le rimanenti Sezioni sono risultate non conformi per vari motivi tecnici e formali. Oltre alle verifiche, il GRTN, con l'aiuto di un istituto di certificazione, ha effettuato delle ispezioni a campione presso 10 Sezioni di Impianto, riscontrando, in generale, una buona rispondenza tra i dati dichiarati e la realtà.

4.8.2 Emissione e gestione dei certificati verdi

Il meccanismo dei certificati verdi, che incentiva la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, è stato introdotto dal Decreto legislativo 79/99 e ha trovato attuazione nei Decreti ministeriali 11 novembre 1999 e 18 marzo 2002.

Il nuovo sistema, che ha visto il proprio avvio nell'anno 2002, si applica ai soli impianti a fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999, ed è caratterizzato da un meccanismo di mercato basato sui certificati verdi (CV), commisurati alla produzione dell'impianto che ne ha diritto.

L'attività di emissione dei certificati verdi è in capo al GRTN; ciascun certificato verde, la cui taglia è di 100 MWh, attesta l'avvenuta produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili da parte dell'impianto cui è stata rilasciata, sempre dal GRTN, l'apposita qualifica "IAFR"; la quota di produzione che ha diritto a ricevere i certificati verdi varia a seconda dell'intervento effettuato sull'impianto.

All'atto della prima emissione di certificati verdi, il GRTN attiva a favore del produttore un "conto proprietà" finalizzato al deposito dei certificati stessi; il produttore può consultare via internet, tramite accesso riservato e protetto, lo stato del proprio conto proprietà in modo da verificare direttamente le operazioni avvenute (emissioni e transazioni di compravendita).

Il GRTN emette a proprio favore certificati, da immettere sul mercato, riferiti agli impianti CIP 6/92 a fonti rinnovabili che rientrano nella categoria di quelli entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999. I CV vengono venduti separatamente dall'energia cui si riferiscono, e il loro prezzo si fonda su un apposito mercato.

Il meccanismo incentiva gli impianti a fonti rinnovabili per otto anni a partire dall'entrata in esercizio, e si fonda sull'obbligo - in capo ai produttori e importatori di energia - di immettere ogni anno in rete una quota di energia da fonti rinnovabili pari al 2% dell'energia da fonti convenzionali prodotta o importata nell'anno precedente.

Nel mercato dei certificati verdi, pertanto, la domanda è definita dall'obbligo che il legislatore pone in capo ai produttori e agli importatori da fonti convenzionali, che possono adempiere all'obbligo per mezzo di certificati verdi emessi a favore della produzione propria o di altri operatori.

A seguito dell'acquisizione da parte del GRTN delle autocertificazioni trasmesse dagli importatori e dai produttori relative all'anno 2002, sono noti i valori della domanda per l'anno 2003, pari a circa 3,5 TWh (corrispondente al 2% di 173,6 TWh).

L'offerta dei CV è costituita invece dai certificati relativi agli impianti CIP 6 a fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999 a disposizione del GRTN e da quelli relativi agli impianti di privati che hanno ottenuto la qualifica di "Impianto Alimentato da Fonti Rinnovabili" (IAFR) dall'apposita Commissione del GRTN.

In base alla producibilità attesa dagli impianti qualificati a fonte rinnovabile, che sono entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2003, l'offerta di certificati verdi da parte dei produttori privati è stimata pari a circa 1,3 TWh; il valore residuale della domanda (2,2 TWh) sarà coperto dai certificati verdi a disposizione del GRTN che saranno venduti al prezzo di 82,40 €/MWh.

Il prezzo di vendita dei CV a disposizione del GRTN è stato determinato, in base ai decreti ministeriali 11 novembre 1999 e 18 marzo 2002, in funzione della differenza tra costi e ricavi in capo al GRTN per la compravendita dell'energia CIP 6 a fonti rinnovabili. Tale prezzo rappresenta di fatto il valore di riferimento massimo per il mercato.

I certificati verdi possono essere venduti o acquistati mediante due modalità:

- con contratti bilaterali tra venditori e acquirenti;
- attraverso la piattaforma di negoziazione messa a disposizione dal Gestore del mercato elettrico (GME).

L'impostazione originaria del meccanismo dei certificati verdi ha subito alcune modifiche in base al decreto di recepimento della direttiva 2001/77/CE, sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

In particolare, il nuovo decreto prevede che la quota d'obbligo inizialmente fissata al 2% sia incrementata di 0,35 punti percentuali a decorrere dall'anno 2004 e sino all'anno 2006; il Decreto prevede inoltre che i certificati verdi rilasciati per la produzione di energia elettrica in un dato anno possano essere utilizzati per ottemperare all'obbligo relativo ai due anni successivi.

4.8.3 Attività internazionali

Lo scenario che si è delineato nel corso dell'anno 2003, anche a seguito degli eventi che hanno interessato la sicurezza del sistema elettrico europeo, si caratterizza per l'impegno delle Istituzioni comunitarie e delle Associazioni internazionali rappresentative dei gestori di rete in Europa volto a conseguire tre obiettivi fondamentali:

- la sicurezza tecnica degli approvvigionamenti e il rafforzamento delle interconnessioni di rete;
- la definizione del quadro comunitario e regolamentare di riferimento sia in materia di liberalizzazione che di sicurezza dei sistemi elettrici interconnessi;
- il rafforzamento del coordinamento internazionale e della cooperazione multilaterale e bilaterale (es. le relazioni con i paesi del Mediterraneo e con l'area Balcanica; la *partnership* in materia energetica con la Russia).

Lo scenario internazionale ha rappresentato per il GRTN un impulso a perseguire, nel corso dell'anno 2003, una presenza stabile nella cooperazione internazionale sia a livello bilaterale che multilaterale e un posizionamento strategico nelle maggiori Associazioni internazionali di settore.

Nel corso dell'anno 2003 è stata inoltre intensificata la partecipazione del Gestore alle iniziative promosse dalla Commissione Europea. Le attività internazionali svolte dal GRTN nel corso dell'anno 2003 si riferiscono alla partecipazione internazionale alle organizzazioni rappresentative degli interessi dei gestori di rete, alle attività

bilaterali per lo sviluppo delle interconnessioni con l'estero, alle attività sottostanti il coordinamento dei finanziamenti comunitari e nazionali per lo studio di nuove prospettive di interconnessione e per altre attività, alle attività di consultazione e di supporto alle Istituzioni comunitarie nella definizione della politica comunitaria nelle materie di interesse.

Nel corso dell'anno 2003, anche alla luce dei nuovi sviluppi della cooperazione Euromediterranea ai fini di sicurezza degli approvvigionamenti, il GRTN ha avviato una intensa collaborazione con l'Osservatorio Mediterraneo dell'Energia (OME) manifestando la sua volontà di entrare a far parte in qualità di membro già a partire dal 2004.

Nel corso dell'anno 2003 è aumentato l'impegno del GRTN nelle Organizzazioni Internazionali rappresentative degli interessi del settore e la partecipazione del Gestore in ambito internazionale ha assunto un carattere di sistematicità.

In ambito UCTE il GRTN ha contribuito in maniera attiva ai lavori dell'UCTE Investigation Committee per la stesura dell'Interim Report per l'accertamento dei disservizi occorsi sui sistemi interconnessi di Svizzera, Francia e Italia il 28 settembre 2003.

A partire dal 1° dicembre 2003 e fino al 2005, il GRTN ha assunto la Vicepresidenza dell'Associazione. Nel corso dell'anno sono state intensificate le attività internazionali a tutti i gruppi di lavoro sul coordinamento tecnico, di esercizio e di scambio dati.

In considerazione dei nuovi compiti assegnati all'UCTE da parte della Commissione Europea e del Forum di Firenze nel corso del 2002, è stato altresì rafforzato il ruolo dei gruppi di lavoro presieduti dal GRTN attraverso la trasformazione del gruppo di lavoro "comunicazione" in un gruppo di supporto strategico UCTE anche nei rapporti con le Istituzioni comunitarie e il passaggio da un *legal network* a un gruppo di lavoro permanente con funzioni di consulenza legale e regolamentare per la definizione degli

standard e delle regole tecniche UCTE per la sicurezza delle reti oltre che di un quadro contrattuale tra i gestori su base multilaterale.

In ambito ETSO dal primo gennaio 2003 è entrato in vigore il secondo accordo *Cross Border Trade*, stipulato per regolare, attraverso una tariffa unica a livello europeo, la remunerazione delle reti di trasmissione per i transiti generati dall'aumento degli scambi internazionali. L'accordo per l'anno 2003 ha disposto una tariffa di transito pari a 0,5 € per MW/h (1 € MW/h nel 2002). Tale tariffa è stata abolita con l'accordo CBT 2004 - il cui negoziato ha avuto termine a fine 2003 - che rispetto a quello siglato lo scorso anno prevede ulteriori novità. In particolare ammette, come mezzo di finanziamento del Fondo ETSO, da parte dei paesi firmatari, il criterio del *net flow* che prevede il versamento di un corrispettivo parametrato ai flussi fisici netti di importazione e di esportazione, in eguale proporzione. Vede, inoltre, l'adesione dei paesi scandinavi e dei paesi dell'Europa centrale e posticipa l'entrata in vigore dell'Accordo per la Polonia al 1° luglio 2004; comprende, infine, anche la remunerazione delle perdite sulle reti interessate dagli scambi transfrontalieri.

È stata inoltre rafforzata la partecipazione del GRTN alle attività dell'Associazione sia attraverso un coordinamento tecnico di GRTN presso il segretariato ETSO di Bruxelles che con una partecipazione attiva ai nuovi gruppi di lavoro istituiti in materia di fonti rinnovabili e di sicurezza degli approvvigionamenti.

In materia di fonti rinnovabili le attività condotte da GRTN in ambito ETSO hanno riguardato la valutazione e approfondimento degli effetti della direttiva europea 2001/77/EC "Promozione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili nel mercato elettrico interno" sul sistema elettrico integrato. Garanzia di origine, sistemi d'incentivazione in uso e loro effetti sulla competizione, integrazione degli impianti rinnovabili nel sistema elettrico, ruolo dei TSO, sono state le questioni approfondite in ambito ETSO. È noto infatti che la trasparenza

e l'uniformità delle regole e delle forme di incentivazione, il maggior ricorso possibile a strumenti di mercato come i certificati, l'emersione e corretta allocazione dei costi di sistema alle specifiche fonti rinnovabili, la necessità di corresponsabilizzare gli impianti non dispacciabili nella gestione del sistema elettrico rappresentano le condizioni di successo per gli obiettivi comunitari 2010 di diffusione delle fonti rinnovabili.

In ambito SETSO⁴ si sono intensificate le attività del GRTN alla *task force* costituita su iniziativa della Commissione Europea e del Forum di regolazione di Atene per favorire il processo di integrazione dei mercati regionali del sud est nel mercato unico europeo. Le attività condotte in corso di anno hanno in particolare riguardato: da una parte l'implementazione nell'area del sud est europeo e dei Balcani di un meccanismo di *Cross Border Trade*. L'accordo firmato a dicembre 2003, e in vigore fino al 1° luglio 2004, che prevede una simulazione dalla quale non scaturiscono impegni di carattere finanziario, è basato su un meccanismo analogo a quello applicato in ambito ETSO per il 2003 (introduzione di una *fee* pari a 0,5 euro/MWh esportato e copertura della seconda parte del fondo attraverso la "socializzazione" dei costi); inoltre è stata analizzata la possibilità di applicare un sistema per la gestione delle congestioni di rete.

Nelle altre associazioni internazionali, il GRTN ha partecipato e intensificato i rapporti con gli altri gestori di rete, in particolare, nell'ambito di:

- SUDEL⁵, partecipando attivamente all'avvio della riorganizzazione dell'Associazione;
- CIGRE⁶, attraverso lo scambio di informazioni e di conoscenze ingegneristiche relative alla generazione e alla trasmissione di elettricità in alta tensione, in tutti gli aspetti riguardanti la pianificazione e l'esercizio dei sistemi elettrici, nonché la progettazione, la costruzione e la manutenzione di impianti e apparecchiature elettriche.

⁴ Associazione dei gestori di rete dell'Europa sud-orientale

⁵ Gruppo regionale per il coordinamento del sistema interconnesso dell'Europa sud-orientale

⁶ Consiglio Internazionale per i grandi sistemi elettrici

- EURELECTRIC per l'elaborazione, come di consueto, dello scenario previsivo dello sviluppo del sistema elettrico italiano per la 31ª edizione del rapporto EURPROG 2003 - "Statistics and Prospects for the European Electricity Sector (1980-1990, 2000-2020)", EURELECTRIC, July 2003. Il rapporto, prodotto da una rete di esperti del settore elettrico, fornisce una visione fino all'anno 2020 dello sviluppo elettrico di ciascun paese del continente europeo, inclusa la Turchia ed esclusa la Russia. L'esercizio previsivo si basa su scenari coerenti e completamente sviluppati che permettono di valutare nel lungo periodo l'interazione economia-energia-ambiente. Il rapporto quindi fornisce la miglior stima dell'evoluzione delle grandezze macroeconomiche, della domanda di energia elettrica ed energia totale per fonte e per settore, mix di copertura della domanda elettrica per fonte e per tecnologia, mix di combustibili utilizzati nella generazione, emissioni di anidride carbonica, di ossidi di zolfo e di ossidi di azoto. Valori di fatturato, investimenti, impiegati e consumatori, oltre a una breve descrizione dell'industria e del quadro normativo esistente, aiutano a comprendere lo stato attuale dei settori elettrici nazionali;
- Gruppi di lavoro CEN-CENELEC sui temi dell'efficienza energetica e dell'uso razionale dell'energia.

Il GRTN con i maggiori operatori nazionali e le associazioni di settore partecipa a RECS (*Renewable Energy Certification System*), sistema, di carattere volontario, basato sul riconoscimento degli impianti di generazione da fonte rinnovabile e lo scambio di certificati attestanti l'energia prodotta attraverso procedure standardizzate a livello comunitario. Nell'ambito di detta attività il GRTN ha promosso l'armonizzazione, a livello europeo, delle procedure nazionali di recepimento della direttiva 2001/77/CE per la promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili per quanto attiene il rilascio della garanzia di origine.

Nel corso del 2003 il GRTN ha riconosciuto 16 impianti di generazione da fonte rinnovabile (14 idroelettrici e 2 geotermoelettrici)

di proprietà di Edison, Endesa Italia ed Enel Green Power per una potenza complessiva installata di 303 MW ed emesso più di 200.000 certificati. Sul mercato italiano è stata fatta, inoltre, richiesta di annullamento, da parte degli operatori, di circa 5.000 certificati RECS. Il Gestore della rete ha svolto tali attività sulla base della regolamentazione internazionale che disciplina il sistema, il c.d. *Basic Commitment* nonché statuto e regolamento interno dell'Associazione degli organismi di emissione, e della disciplina nazionale, il c.d. *Domain Protocol*, che definisce procedura operativa di gestione delle attività svolte dal GRTN.

Sono state intensificate le attività bilaterali tra gestori finalizzate allo sviluppo delle interconnessioni con l'estero. Sul versante nord, sono stati conclusi nel corso del 2003 i negoziati che hanno portato alla definizione di un Memorandum di intesa tra GRTN e ELES, il gestore di rete sloveno, per la realizzazione una nuova linea di interconnessione a 380 kV tra Udine Ovest e Okroglo.

Si è intensificata l'attività del gruppo di lavoro tra GRTN e TIRAG per la realizzazione di un elettrodotto tra Prati di Vizze e la regione del Tirolo (Steinach), passando per il valico del Brennero.

Si sono infine conclusi nel corso del 2003 i negoziati per la realizzazione della linea S. Fiorano e Robbia.

Sul versante sud, oltre all'avvio dello sfruttamento commerciale dell'elettrodotto sottomarino Italia/Grecia, il GRTN ha intensificato i suoi rapporti con i paesi del Nord Africa in particolare con l'Algeria, la Tunisia e la Libia. A valle del protocollo di intesa siglato tra GRTN e Sonelgaz, è in fase di conclusione lo studio di fattibilità tecnico-economica per l'interconnessione tra l'Italia e l'Algeria.

Sempre nel 2003 GRTN ha avviato i negoziati con la società tunisina per l'elettricità e il gas "STEG" per siglare un Memorandum di intesa per l'avvio di studi di fattibilità per l'interconnessione con l'Africa.

Un impulso allo sviluppo dell'interconnessione tra reti è derivato anche dalle iniziative della Commissione Europea nell'ambito delle politiche energetiche finalizzate alla promozione degli investimenti nelle reti transeuropee e ai progetti di ricerca.

Negli ultimi due anni la partecipazione ai programmi di finanziamento dell'Unione Europea ha assunto rilievo crescente sia in relazione al finanziamento degli studi di fattibilità per lo sviluppo delle interconnessioni di rete (Progetti TEN) sia alle opportunità di finanziamento offerte dai programmi di Ricerca e Sviluppo tecnologico e dai Programmi Internazionali di Assistenza Tecnica che offrono al GRTN la possibilità di trasferire a livello internazionale il *know how* acquisito nelle attività di gestione e sviluppo rete.

Lo studio di nuove prospettive di interconnessione elettrica tra l'Italia e i paesi del Nord Africa è oggetto del finanziamento statale previsto dall'articolo 27 della legge 12 dicembre 2002, n. 273 recante "Misure atte a favorire l'iniziativa privata e la libertà di concorrenza" (Collegato alla legge finanziaria 2002) che dispone la concessione di contributi nel triennio 2002-2004 per l'avvio, tra l'altro, degli studi per la realizzazione di un elettrodotto dal Nord Africa all'Italia. Il finanziamento dei singoli interventi è approvato dal CIPE su proposta del Ministro delle Attività Produttive e dovrà tener conto degli accordi bilaterali siglati o in fase di definizione. Nel corso del 2003 il GRTN ha intensificato l'impegno nella valutazione delle opportunità di finanziamento nazionali e comunitarie e delle attività di consulenza e prestazione di servizi a terzi.

Per effetto della partecipazione ai consorzi internazionali per la partecipazione a progetti finanziati dalla Comunità Europea, nel campo delle attività di ricerca europea, il GRTN ha costituito una rete di relazioni bilaterali con l'estero anche nel campo della ricerca scientifica e tecnologica.

Sul versante dell'assistenza tecnica e della consulenza sono proseguite le attività del GRTN, e delle altre società del Gruppo, nel progetto di cooperazione internazionale con la Lituania, finanziato nell'ambito del Programma Phare, per favorire l'adeguamento del

quadro normativo e organizzativo del settore elettrico dell'area al quadro normativo comunitario.

Con lo scopo di favorire l'internazionalizzazione del GRTN, è stata avviata, nel corso del 2003, un'attività di cooperazione con National Grid Transco per la realizzazione di progetti di formazione e scambio.

Oltre alle attività condotte nell'ambito delle organizzazioni internazionali dei gestori di rete per la definizione delle politiche comunitarie in materia di energia elettrica, nel corso dell'anno 2003 il GRTN ha intensificato le attività di supporto alla Commissione Europea e alle altre istituzioni comunitarie sui temi della sicurezza degli approvvigionamenti, dei nuovi orientamenti in materia di Progetti TEN, e in generale sulle altre tematiche di interesse per le attività del GRTN. In aggiunta all'individuazione dei progetti di interesse comune eligibili al finanziamento del Programma TEN, il GRTN ha risposto a una serie di consultazioni avviate dalla Commissione Europea per favorire la realizzazione dei progetti ritenuti di interesse comunitario.

5 Il gruppo GRTN

5.1 Introduzione

Il capitolo affronta diverse tematiche inerenti l'organizzazione e il funzionamento del gruppo GRTN. In particolare il capitolo si divide in due parti. Una prima parte, come l'anno scorso, illustra la situazione economica e patrimoniale del GRTN al 31 dicembre 2003 evidenziando le principali componenti sulla base dei dati di preconsuntivo disponibili al 31 marzo 2004. I risultati economico-finanziari del 2003 riflettono, anche alla luce del periodo precedente, l'avanzamento della riforma del settore elettrico avviata nel 1999 con il Decreto "Bersani", la cui evoluzione ha un impatto diretto, non solo sulle attività caratteristiche del GRTN (trasmissione e dispacciamento di energia elettrica sulla RTN), ma anche su attività che la nuova normativa affida, almeno temporaneamente, al Gestore (compravendita di energia elettrica c.d. CIP 6 di cui all'art. 3, comma 12, del D.lgs. 79/99, qualifica degli impianti a fonti rinnovabili ed emissione dei certificati verdi, ex art. 11 del D.lgs. 79/99, etc.). Rimane quindi difficile valutare l'andamento della società GRTN attraverso l'analisi dei soli indicatori economici e finanziari in quanto molte delle attività svolte dal GRTN non generano redditività per l'azienda, anche se devono essere comunque svolte nel rispetto dei vari compiti che di volta in volta vengono assegnati alla società. Un aspetto che comunque continua a caratterizzare il GRTN, e che traspare dall'analisi dei dati di preconsuntivo, è la capacità di rispondere a cambiamenti e nuove attività richieste senza incremento sostanziale di organico, ma adattando l'organizzazione al nuovo contesto e recuperando efficienza. Alla luce di tali considerazioni, il presente capitolo considera separatamente i dati economici relativi alle attività non caratteristiche (in seguito attività atipiche) rispetto al conto economico delle attività principali correlate alla gestione della RTN e relative all'erogazione dei servizi di trasmissione e dispacciamento. In questa parte del capitolo vengono anche descritti gli elementi principali della regolazione economica dei servizi offerti dal GRTN.

Una seconda parte, infine, descrive le funzioni e le competenze esercitate dal Gestore del mercato elettrico (GME) e dall'Acquirente

unico (AU), operatori attualmente sotto il controllo del GRTN, alla luce delle decisioni legislative (i decreti del MAP del dicembre 2003, Cfr. appendice quadro normativo) che hanno portato all'avvio operativo delle società a partire dal 2004.

5.2 Analisi del bilancio del GRTN

Nella tabella che segue vengono riportati in sintesi i principali dati economici, patrimoniali e finanziari ritenuti più idonei a rappresentare le peculiarità del GRTN.

GRTN Spa (Euro milioni)			
	Preconsuntivo 2003	2002	2001
<i>Dati economici</i>			
Valore della produzione	6.333,1	6.136,9	5.984,3
Valore aggiunto	107,7	136,0	114,7
Costo del lavoro	48,5	46,0	44,7
Risultato operativo	27,9	41,3	45,0
Imposte sul reddito	18,7	35,6	25,8
Utile netto	13,8	11,2	7,4
<i>Dati patrimoniali e finanziari</i>			
Totale delle attività patrimoniali	2.232,5	2.269,2	1.939,3
Immobilizzazioni nette	108,7	111,5	109,9
Capitale investito netto	(94,5)	(196,8)	(134,5)
Capitale sociale	26,0	26,0	26,0
Patrimonio netto complessivo	81,5	67,8	56,6
Disponibilità (indebitamento) finanziaria netta	(117,2)	264,7	191,1
<i>Principali dati e indicatori</i>			
Consistenza media del personale	711	698	684
Ricavi delle vendite per addetto (in €)	8.907.252	8.792.049	8.748.946
Valore aggiunto per addetto (in €)	151.530	194.812	167.668
Clienti (n.)		1.650	390
Fornitori (n.)		1.580	1.640
Valore aggiunto per addetto (in €)	68.214	65.931	65.404
Patrimonio netto/totale attività patrimoniali	4%	3%	3%
Patrimonio netto/immobilizzazioni nette	75%	61%	52%

A fronte di tali valori aggregati è possibile sviluppare alcune considerazioni preliminari sul conto economico del GRTN, commentando le principali voci di ricavo e di costo.

Il riquadro seguente riporta la scomposizione del valore della produzione i cui dati vengono commentati singolarmente di seguito.

Scomposizione del valore della produzione (Euro milioni)

	Preconsuntivo 2003	31.12.2002	31.12.2001
Ricavi della vendita di energia			
– vendita energia elettrica art. 3 D.lgs. 79/99 c.d. CIP 6	2.974,6	2.712,5	3.002,2
– vendita energia acquistata per finalità riconciliazione c.d. spot	12,2	51,0	68,5
Contributi Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico	1.704,0	2.081,9	1.704,7
Ricavi derivanti dall'attività caratteristica			
– corrispettivo di trasporto (delibera 228/01)	966,7	900,6	-
– vettoriamento e trasporto (delibere 13/99 e 205/99)	-	-	1.194,1
Altri energia			
– ricavi per bilanciamento e scambio	441,1	371,4	-
– altre	234,3	91,9	119,7
Altri ricavi e proventi	31,4	5,7	5,4
Principali dati e indicatori	6.364	6.215	6.095

Nel 2003 il valore della produzione ammonta a 6.333 milioni di Euro contro 6.137 milioni di Euro del 2002, con un incremento di 196 milioni di Euro.

Considerando che detto valore è in massima parte determinato dalle attività di vendita dell'energia elettrica ritirata dal GRTN ai sensi dell'art. 3, comma 12, del D.lgs. 79/99 (c.d. energia CIP 6), è utile sviluppare un'analisi separata, come detto in premessa, per i ricavi derivanti da detta attività considerata atipica, che riveste particolare importanza per quanto riguarda gli aspetti finanziari e patrimoniali, e i ricavi derivanti dalle attività caratteristiche.

L'attività di compravendita di energia c.d. CIP 6, in cui il Gestore svolge essenzialmente un ruolo di intermediazione delle negoziazioni tra i produttori e i consumatori nel mercato, coinvolge oltre 1.150 produttori (che cedono l'energia prodotta dai propri impianti al GRTN), con un volume di circa 15.000 fatture/anno passive e attive. Nel 2003 il volume di ricavi generati da tale attività ammonta a 4.878,4 milioni di Euro di cui 2.117,1 milioni derivanti dalla cessione a clienti idonei, 857,6 milioni di Euro derivanti dalla vendita alle società distributrici, attraverso Enel Distribuzione, di energia destinata ai clienti del mercato vincolato e 199,7 milioni di Euro derivanti dalla commercializzazione dei certificati verdi.

Il ruolo di intermediazione svolto dal GRTN, relativamente a questa partita, è evidenziato dalla corrispondente voce di costo derivante dall'attività di acquisto dai produttori dell'energia prodotta dagli impianti CIP 6, per un ammontare pari nel 2003 a 4.866,8 milioni di Euro (Cfr. di seguito parte relativa ai costi). La differenza negativa tra il totale dei ricavi generato dalla vendita (compresa la commercializzazione dei CV) e il totale dei costi generato dall'acquisto dell'energia corrispondente è pari a 1.704 milioni di Euro ed è riversata al GRTN dalla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (CCSE) che la incassa quale componente A3 della tariffa elettrica (valore riportato nella precedente tabella sotto la voce contributi CCSE). Occorre sempre ricordare come tale attività, oltre a non generare redditività per il GRTN, ha impatti significativi sulla gestione amministrativa e finanziaria.

I rimanenti ricavi della vendita di energia pari a 12,2 milioni di Euro derivano dalla vendita di energia elettrica resasi disponibile sulla rete di interconnessione, acquistata dal GRTN per fini di riconciliazione (c.d. acquisti spot) e ceduta a clienti idonei sulla base delle disponibilità e delle richieste mensili (Cfr. capitolo 4). Anche in questo caso si tratta di un'attività (contigua all'attività di gestione dei flussi di transito di energia elettrica sulla rete di interconnessione con l'estero) svolta, con il consenso delle Autorità competenti, per una fase transitoria e terminata nel 2004 con l'avvio del sistema delle offerte.

Tra i ricavi derivanti dall'attività caratteristica, cioè le partite che generano margine per il GRTN, la principale voce, definita CTR, che fa riferimento alla deliberazione AEEG 228/01 ed è dimensionata per la copertura sia dei costi operativi del GRTN che dei canoni derivanti dall'utilizzo della RTN, ha comportato un gettito, proveniente dalle società distributrici che prelevano energia dalla RTN e dai produttori, pari a 948,2 milioni di Euro, di cui 116,5 da ascrivere come corrispettivo di competenza GRTN (Cfr. successivo sub§ 5.3). Occorre menzionare, inoltre, tra queste voci di ricavo, la copertura di parte dei costi sostenuti dal GRTN per l'accordo ETSO-CBT, pari a 10,1 milioni di Euro e dei costi sostenuti per le controllate AU e GME, pari a 8,4 milioni di Euro. Queste attività (pur essendo di competenza 2003) genereranno ricavi solo nel corso del 2004.

Considerando, invece, gli altri ricavi per energia, è opportuno effettuare una ulteriore differenziazione tra le partite per le quali le voci di costo e ricavo hanno differenziale nullo, le c.d. partite passanti, e le partite che generano margine per il GRTN, connesse più direttamente con i servizi di trasporto e dispacciamento sulla RTN. Tra le partite passanti, la voce legata al bilanciamento e scambio, in applicazione delle deliberazioni 317/01, 36/02 e 27/03 con le quali l'AEEG ha inteso regolamentare il periodo transitorio prima dell'avvio della borsa dell'energia elettrica, ha comportato la sottoscrizione di circa 470 contratti, con conseguente fatturazione. L'ammontare di competenza di tali ricavi, pari a 391,1 milioni di Euro, integrati dalla componente tariffaria UC5, pari a 50 milioni di Euro, sono utilizzati per neutralizzare la corrispondente voce di costo (Cfr. di seguito parte relativa ai costi). Occorre notare che la componente tariffaria UC5 - introdotta al fine di fornire copertura all'energia non remunerata a causa della differenza tra perdite reali sulla rete e perdite convenzionali utilizzate per i calcoli - essendo stata introdotta nel secondo semestre, non ha prodotto il gettito necessario a detta copertura su base annua.

Sempre sotto la voce altri ricavi per energia, oltre a sopravvenienze attive di anni precedenti, sono compresi - per un ammontare di

15,7 milioni di Euro - i ricavi dell'anno per la garanzia all'interconnessione. Tale valore si riferisce al corrispettivo per la copertura dei costi sostenuti dal GRTN a fronte dell'acquisto di energia elettrica da produttori nazionali a garanzia degli impegni contrattuali sull'interconnessione, corrispettivo anch'esso fissato dal regolatore (delibera 180/99 e successive modificazioni) e che, per la prima volta nel 2003, non è stato sufficiente allo scopo per cui era stato attestato. Nella voce altri ricavi sono compresi 12,3 milioni di Euro di ricavi connessi con le attività svolte dal GRTN a fronte degli eventi del 28 settembre al fine di mantenere in sicurezza la rete garantendo altresì i suddetti impegni contrattuali e 4,3 milioni di Euro provenienti dalle entrate derivanti dal corrispettivo sugli scambi transfrontalieri, in base all'accordo c.d. CBT.

A fronte dei ricavi, si registrano costi operativi, al netto dei costi del personale e degli ammortamenti, pari a 6.260 milioni di Euro. Le voci di costo sono anch'esse riconducibili all'esercizio di attività caratteristiche (principalmente gestione della RTN) e a costi relativi ad attività atipiche. La tabella seguente riassume le principali voci di costo, che verranno sinteticamente commentate successivamente.

I costi del GRTN Spa (Euro milioni)

	Preconsuntivo 2003	31.12.2002	31.12.2001
Costi derivanti da acquisti c.d. CIP 6	4.866,8	4.829,9	4.744,6
Costi per bilanciamento e scambio	441,1	371,4	0,0
Costi per servizi di trasporto resi da gestori reti di distribuzione	0,0	0,0	362,0
Canone versato ai proprietari RTN e accordo CBT anno 2002	850,6	793,9	744,4
Altre energia	78,6	61,1	104,0
Altri costi	23,0	22,7	25,0
Totale	6.260	6.079	5.980

Partendo dalle attività atipiche, la principale voce di costo, così come per i ricavi, si riferisce all'energia c.d. CIP 6 ritirata dal GRTN sulla base di quanto disposto all'art. 3, comma 12, del D.lgs. 79/99, che ammonta nell'anno 2003 a 4.866,8 milioni di Euro, sostanzialmente in linea con l'anno precedente.

Per quanto riguarda la voce bilanciamento e scambio, il GRTN, in qualità di responsabile dell'intera energia residuale dello STOVE (Cfr. capitolo 4), ha riconosciuto ai produttori un costo complessivo pari a 441,1 milioni di Euro.

Tra i costi legati all'attività caratteristica, il canone corrisposto ai proprietari della RTN ammonta a 831,6 milioni di Euro, mentre la rimanente parte di 19 milioni di Euro è riferita agli oneri riconosciuti dal GRTN in base all'accordo CBT stipulato nell'ambito dei TSOs europei.

Gli importi presenti nella voce "altre energia" si riferiscono agli acquisti di energia c.d. spot effettuati tutte le volte che si è resa disponibile energia sull'interconnessione per finalità di riconciliazione (6,4 milioni di Euro); sono altresì presenti 3,2 milioni di Euro relativi all'accordo con il gestore francese RTE e 52,4 milioni di Euro di costi sostenuti a fronte delle attività messe in campo dal GRTN, a seguito degli eventi del 28 settembre, al fine di mantenere in sicurezza la rete garantendo altresì gli impegni contrattuali all'interconnessione. In tale voce sono infine incluse, analogamente a quanto evidenziato tra i ricavi, sopravvenienze passive di anni precedenti relative a integrazioni/rettifiche legate ai corrispettivi di vettoriamento, trasporto e alla compravendita di energia CIP 6.

Infine tra gli altri costi di esercizio sono compresi 23,0 milioni di Euro per l'acquisizione di risorse esterne.

L'analisi dei dati contenuti nel conto economico della società consente di sviluppare le seguenti considerazioni.

Anche nel 2003 i ricavi del GRTN sono generati da un insieme di attività tutte sottoposte a regolazione economica. All'attività

caratteristica del Gestore, consistente nella gestione della RTN e nella relativa erogazione dei servizi di trasporto e dispacciamento, si aggiungono attività riconducibili a responsabilità legate al corretto bilanciamento del sistema elettrico nazionale (i.e. bilanciamento, scambio, garanzia all'interconnessione) oltre ad attività diverse e atipiche rispetto alla gestione caratteristica, dovute a competenze assegnate al GRTN dall'ente regolatorio nel quadro della riforma del sistema elettrico. Alcune di queste attività, quali ad esempio il bilanciamento e scambio, hanno natura transitoria, fino all'avvio del sistema delle offerte, e comunque non prevedono la remunerazione esplicita per il GRTN.

Per quanto riguarda le partite che generano redditività occorre sottolineare come il valore del corrispettivo unitario GRTN è aumentato del 2,5% nel corso dell'anno; il rimanente incremento del totale CTR di competenza è dovuto all'effetto volume legato all'energia transitata sulla rete. Da notare, inoltre, la consistente riduzione dell'attività di compravendita dell'energia spot.

I costi per risorse esterne sono invece rimasti sostanzialmente invariati, nonostante l'aumento delle attività.

Relativamente alle partite non passanti, le voci di ricavo che generano margine coprono le voci di costo generando un valore dell'EBITDA pari a 59,2 milioni di Euro e un EBIT pari a 27,9 milioni di Euro con 15,5 milioni di Euro di ammortamenti e 15,9 milioni di Euro di accantonamenti essenzialmente per contenzioso, copertura dei rischi d'impresa e copertura delle perdite delle società partecipate.

Il valore del ROS pari al 21,9%, calcolato solo sui ricavi che generano margine, denota un'efficienza della gestione operativa in grado di assicurare un risultato d'esercizio positivo, nonostante l'incremento delle attività svolte dal GRTN nell'anno.

Il valore del ROI, pari al 17%, denota una redditività del capitale

investito superiore rispetto al costo medio ponderato del capitale, che si aggira intorno al 7%.

5.2.1 Scomposizione del valore della produzione e gestione economico-finanziaria della società

Alla luce dell'analisi delle entrate e delle uscite del GRTN relative a quello che potremmo definire il "conto energia", ovvero dei ricavi e dei costi operativi corrispondenti alle attività svolte nell'esercizio 2003 al netto dei costi a copertura dei fattori produttivi, il valore aggiunto creato dall'azienda nel 2003 è pari a 107,7 milioni di Euro, con un valore per singolo addetto pari a circa 151.500 Euro.

Il costo del lavoro globale ammonta a 48,5 milioni di Euro con un valore medio pro-capite di circa 68.000 Euro.

I processi economici avviati dalla società nell'organizzazione delle molteplici relazioni con gli operatori nel mercato hanno proiettato sempre di più il GRTN in un contesto imprenditoriale soggetto ai normali rischi di impresa. In particolare, lo sfasamento temporale tra i tempi di liquidazione delle transazioni commerciali di breve (CIP 6, bilanciamento e scambio, CTR) e l'effettivo incasso delle partite economiche dalla CCSE accelera le dinamiche del capitale circolante e aumenta l'esposizione debitoria della società.

Il grado di copertura delle immobilizzazioni nette attraverso il patrimonio netto complessivo è rimasto sostanzialmente in linea rispetto ai valori di conferimento.

A completamento si riportano due prospetti sintetici: il primo riassume le voci di ricavo e costo già commentate, finalizzate alla formazione del valore aggiunto e alla distribuzione agli *stakeholders*; il secondo mostra la situazione patrimoniale della società.

Conto sintetico del valore aggiunto e della sua distribuzione (Euro milioni)

	Preconsuntivo 2003	2002	2001
1. Ricavi	6.367,9	6.215,0	6.094,6
2. Costi	(6.260,1)	(6.079,0)	(5.980,0)
Valore aggiunto	107,7	136,0	114,7
Ripartito fra:			
A. Dipendenti			
Costo del lavoro	48,5	46,0	44,7
B. Finanziatori a titolo di credito			
Saldo interessi	0,7	0,6	0,6
C. Sistema Stato			
Imposte sul reddito	18,7	35,6	25,8
D. Sistema impresa			
Ammortamenti e altri accantonamenti	32,0	48,6	24,9
Utile di esercizio	13,8	11,2	7,4
	45,8	59,8	32,3
(Proventi) finanziari	(8,7)	(8,6)	(10,9)
Eventi straordinari	2,7	2,6	22,1
	(6,0)	(6,0)	11,2
E. Valore aggiunto	107,7	136,0	114,7

La quota più significativa del valore aggiunto lordo del 2003, pari a 107,7 milioni di Euro è destinata al personale dipendente, sotto forma di salari e stipendi, di oneri sociali, di accantonamenti per il trattamento di fine rapporto e il trattamento di quiescenza e altri costi aggiuntivi per un totale di 48,5 milioni di Euro. Allo Stato, come imposte sul reddito (18,7 milioni di Euro), è riservato il 17% del valore distribuito, mentre il 37% del valore aggiunto è distribuito al Sistema impresa sotto forma di ammortamenti e altri stanziamenti (32 milioni di Euro), di utile di esercizio (13,8 milioni di Euro) nonché del risultato della gestione extracaratteristica (finanziaria e straordinaria).

Sintesi della struttura patrimoniale (Euro milioni)

	Preconsuntivo 2003	Esercizio 2002	Esercizio 2001
Immobilizzazioni nette			
Immobilizzazioni immateriali e materiali	91,1	94,0	92,2
Immobilizzazioni finanziarie	17,6	17,5	17,7
Totale	108,7	111,5	109,9
Capitale circolante netto			
Crediti verso clienti	1.034,5	1.103,5	1.048,0
(Debito) Credito netto v/Cassa Conguaglio Settore Elettrico	(220,2)	(248,4)	343,8
Credito v/Erario per IVA	633,6	392,5	33,9
Altre attività	53,4	4,9	2,3
Debiti verso fornitori	(1.295,1)	(1.479,3)	(1.617,1)
Debiti tributari	(20,2)	(10,1)	(3,4)
Debiti verso istituti previdenziali	(2,2)	(2,0)	(1,9)
Altre passività	(13,4)	(4,7)	(4,0)
	170,5	(243,5)	(198,4)
Capitale investito lordo	279,1	(132,0)	(88,5)
Fondi diversi	(67,5)	(65)	(46)
Capitale investito netto	211,6	(196,8)	(134,5)
Copertura			
Patrimonio netto	81,5	67,8	56,6
(Disponibilità)/Indebitamento finanziarie nette	130,1	(264,7)	(191,1)
Totale	211,6	(196,8)	(134,5)

Gli investimenti dell'anno, escludendo le risorse destinate alle società controllate, sono ammontati a 13,3 milioni di Euro e hanno riguardato essenzialmente il potenziamento dell'HW e i nuovi applicativi SW correlati anche alle nuove attività, oltre alle attività di ristrutturazione della sede di via Pilsudski.

Il capitale circolante netto è influenzato dalle dinamiche creditorie e debitorie nei rapporti con la Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico oltre che dalla crescita del credito verso l'erario per IVA. Tale fenomeno è legato soprattutto alla dinamica

strutturale della gestione dell'attività di compravendita dell'energia CIP 6 e alla particolare modalità di copertura del differenziale economico esistente tra i costi di acquisto CIP 6 e le relative vendite.

Relativamente ai mezzi di copertura si rileva che alla fine dell'esercizio il patrimonio netto, pari a 81,5 milioni di Euro, si incrementa per effetto del risultato di esercizio e la sua incidenza sul totale dell'attivo di bilancio è pari al 4%, risultando estremamente modesta e non in linea con gli standard aziendali.

5.3 La regolamentazione dei prezzi dei servizi offerti

La liberalizzazione del settore elettrico e la separazione verticale delle diverse fasi della filiera di offerta del servizio implica differenti meccanismi di formazione dei prezzi nei mercati separati. Il prezzo finale all'utente si compone, infatti, di diverse parti ciascuna a remunerazione dei mercati rilevanti della filiera (struttura tariffaria). Alcune di queste parti sono sottoposte a regolazione economica da parte dell'AEEG a motivo dell'erogazione di un servizio pubblico in condizioni di monopolio.

Le attività caratteristiche del GRTN, quali l'offerta del servizio di trasmissione e la gestione del servizio di dispacciamento, sono sottoposte a regolazione economica, i prezzi sono cioè sottoposti a regole definite dall'Autorità. Di seguito si descrivono gli aspetti principali della regolazione tariffaria del servizio di trasmissione e del dispacciamento e si illustrano le novità introdotte con l'approvazione del nuovo periodo tariffario 2004-2007 da parte dell'Autorità.

Regolazione dell'attività di trasmissione

La delibera 228/01 definisce il modello tariffario del servizio di trasporto a partire dal 1° gennaio 2002. Per il biennio 2002-2003 l'offerta del servizio di trasporto al cliente finale, libero o vincolato, è stata gestita esclusivamente dal distributore competente

territorialmente. Per omogeneità di trattamento la proposta di opzioni tariffarie da parte dei distributori ha interessato, quindi, anche i clienti finali collegati alla rete di trasmissione nazionale. A fronte dell'offerta del complessivo servizio di trasporto ai clienti finali ogni distributore ha acquistato il servizio di trasmissione pagando un corrispettivo unitario definito dall'AEEG (denominato CTR).

I distributori hanno pagato il corrispettivo di trasmissione:

- al GRTN per i prelievi netti di energia effettuati dalla rete di trasmissione nazionale, inclusi quelli effettuati per le imprese sottese, e per i prelievi di energia da impianti di generazione collegati sulla propria parte di rete in alta tensione;
- ad altri distributori per i prelievi effettuati dalle reti di questi ultimi;
- ai produttori per i prelievi da impianti di generazione collegati in media e bassa tensione.

Il riconoscimento ai produttori di piccola taglia, e in genere utilizzanti fonti rinnovabili, del costo evitato di trasmissione, risulta una misura introdotta dall'AEEG allo scopo di premiare tali iniziative in funzione della propria caratteristica di vicinanza al luogo di consumo.

Onde responsabilizzare i clienti della rete di trasmissione nazionale circa la formazione dei costi delle infrastrutture, il corrispettivo di trasmissione CTR è stato differenziato a seconda della fascia oraria in cui avvengono i prelievi dei distributori.

In base ai valori di preconsuntivo, per l'anno 2003, in applicazione della disciplina del Testo Integrato, le imprese distributrici che pagano gli oneri di trasmissione direttamente al GRTN, hanno corrisposto circa 900 milioni di Euro in applicazione del corrispettivo medio di 3,1 Euro/MWh applicato al quantitativo di 286 TWh.

La disciplina del Testo Integrato ha stabilito anche un corrispettivo di trasmissione, a favore del GRTN e a carico dei produttori, per le

immissioni nette di energia in reti con obbligo di connessione di terzi. Nell'anno 2003, a valori di pre-consuntivo, il gettito spettante dal GRTN dai produttori è ammontato a circa 65 milioni di Euro, conseguenti all'applicazione del corrispettivo di 0,253 Euro/MWh al quantitativo di energia pari a 257 TWh.

I corrispettivi di trasmissione a carico dei distributori e dei produttori sono stati stabiliti per il periodo regolatorio 2000-2003 dall'AEEG sulla base dei costi delle attività riferiti all'anno 1997. Sono stati aggiornati annualmente con il criterio del *price cap* tenendo conto anche delle modifiche sostanziali intervenute nella struttura dei costi. Nell'aggiornamento dei corrispettivi di trasmissione per l'anno 2003 si è tenuto conto dei costi derivanti dai maggiori canoni da riconoscere ai proprietari della rete di trasmissione nazionale per effetto dell'ampliamento della stessa e del costo relativo all'anno 2002 a carico del GRTN per l'attuazione dell'accordo "ETSO - Cross Board Trade - Clearing and settlement agreement".

Dal gettito ricavato applicando i corrispettivi di trasmissione ai distributori e ai produttori viene detratta la quota spettante al GRTN per coprire i costi delle proprie attività (gestione della rete), mentre la parte rimanente va a ricoprire le attività dei proprietari. Nell'anno 2003 il ricavo spettante al GRTN, per la copertura dei propri costi di funzionamento e degli oneri straordinari posti a proprio carico ammonta a 117 milioni di Euro, corrispondenti all'applicazione del corrispettivo unitario di 0,407 Euro/MWh al volume di energia trasportato di 286 TWh.

Regolazione dell'attività di dispacciamento

Con l'introduzione del dispacciamento di merito economico il prezzo sarà determinato dal valore delle offerte formulate dai titolari delle risorse di bilanciamento (*pay as bid*).

Nel periodo precedente e segnatamente dal 1° gennaio 2002, con la delibera 27 dicembre 2001, n. 317 successivamente modificata dalle

delibere 36/02 e 27/03, l'AEEG ha inteso introdurre transitoriamente la regolazione economica da parte del GRTN del servizio di bilanciamento, limitatamente alla fattispecie delle immissioni in rete dei generatori e dei prelievi di energia dei clienti liberi finali.

La disciplina ha previsto il pagamento di corrispettivi forfettari, stabiliti amministrativamente, da applicare:

- agli scostamenti rispetto ai programmi di immissione per ora (b_h)
- agli scostamenti rispetto ai programmi di prelievo
 - nel caso di misurazione multioraria per fascia oraria (b_f)
 - nel caso di misurazione oraria per ora (b_h)

Anche per il pagamento del servizio di riserva, fino all'avvio del dispacciamento di merito economico, l'AEEG ha fissato transitoriamente corrispettivi forfettari da applicare ai prelievi nelle 4 fasce orarie tariffarie dei clienti liberi finali (corrispettivi r_f).

Con la stessa delibera è stato modificato il meccanismo di scambio per la compensazione, in un dato intervallo temporale (in origine 1° bimestre) dei saldi energetici tra quantitativi immessi e prelevati in esecuzione dei contratti bilaterali per il mercato libero.

La disciplina dello scambio in vigore nel biennio 2002-2003 ha previsto la compensazione tra saldi di segno opposto, basata sul diverso valore dell'energia elettrica (valorizzata a prezzo di cessione all'ingrosso al netto dei corrispettivi r_f e b_f) nelle 4 fasce orarie. Anticipando elementi del mercato organizzato, l'AEEG ha previsto infine la contrattazione privata tra titolari dei contratti di scambio al fine dell'ulteriore compensazione dei saldi di segno opposto. Stante il differenziale di prezzo previsto per la regolazione finale con il GRTN dei saldi di segno opposto, la compensazione secondaria tra titolari consente a questi ultimi l'ottimizzazione del complessivo esito economico del processo di riconciliazione.

A partire dal 1° luglio 2003, allo scopo di consentire l'introduzione di elementi di competitività anche nell'approvvigionamento del fabbisogno destinato al mercato vincolato, l'AEEG, con l'emanazione della delibera 26 giugno 2003, n. 67, ha stabilito l'avvio di un Sistema Transitorio di Offerte di Vendita di Energia elettrica (STOVE) per la selezione competitiva degli impianti termoelettrici destinati alla fornitura del mercato libero e l'approvvigionamento delle risorse di dispacciamento (bilanciamento e riserva). Con tale disciplina l'AEEG ha stabilito la modalità per il completo utilizzo del gettito rinveniente al GRTN dall'applicazione dei corrispettivi di riserva e bilanciamento e ha previsto l'esazione, a carico dei clienti finali, dell'onere a carico del GRTN derivante dalla valorizzazione dello scarto tra perdite effettive e perdite convenzionali (componente tariffaria UC5).

Regolazione nel nuovo periodo tariffario

Il nuovo quadro tariffario, in vigore dal 1° febbraio 2004 a seguito dell'emanazione della delibera 5/04 e dell'annesso nuovo Testo Integrato, ha introdotto alcune modifiche significative circa la regolazione dei corrispettivi per le attività di trasmissione e dispacciamento.

L'AEEG ha fissato i nuovi corrispettivi a copertura dei costi dell'attività di trasmissione e dispacciamento, inclusi gli oneri specifici di funzionamento del GRTN ripartiti tra attività di trasmissione, attività di dispacciamento e attività di misura nei punti di immissione.

La regolazione dell'attività di trasmissione dovrà essere successivamente rivista alla luce della nuova organizzazione del settore e del nuovo assetto proprietario, introducendo elementi tali da incentivare il nuovo operatore di trasmissione al raggiungimento di obiettivi di efficienza operativa pur nell'ottica di creazione di valore per gli investitori.

La decisione dell'Autorità determina un aumento del corrispettivo di trasporto. Sono, infatti, stati riconosciuti per il periodo tariffario 2004-2007 maggiori costi all'attività di trasmissione, derivanti dalla variazione delle seguenti categorie di costo:

- incremento dei costi operativi riconosciuti, anche tenendo conto del prescritto principio di legge dell'equa ripartizione tra imprese e clienti delle maggiori efficienze realizzate nel 1° periodo regolatorio rispetto agli obiettivi imposti;
- riduzione della quota degli ammortamenti riconosciuti, per effetto del prolungamento della vita utile degli impianti a fini regolatori;
- aumento del costo del capitale sia per la parte relativa al capitale investito (per effetto della rivalutazione delle immobilizzazioni lorde) sia sul tasso di remunerazione del capitale investito netto.

In particolare per la remunerazione del capitale investito il tasso di remunerazione nel secondo periodo tariffario è salito dal 5,6% al 6,7%, con ulteriore remunerazione aggiuntiva del 2% assicurata agli interventi di sviluppo di nuova capacità di trasporto sulla Rete di trasmissione nazionale.

Le novità del nuovo sistema regolatorio riguardano anche le modalità di aggiornamento dei corrispettivi unitari che saranno aggiornati con modalità differenziate prevedendo:

- aggiornamenti annuali mediante il criterio del *price cap*, prevedendo una margine di recupero di efficienza pari al 2,5%, per la parte relativa ai costi operativi e agli ammortamenti;
- la rideterminazione annuale del capitale ammesso a remunerazione, tenendo conto dei nuovi investimenti realizzati, e aggiornamento dei volumi di riferimento, per la parte relativa alla remunerazione del capitale investito netto;
- riconoscimento dei costi derivanti da eventi imprevedibili, variazioni del quadro normativo, obblighi relativi al servizio universale o a interventi di controllo della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse.

A seguito delle disposizioni della legge 290/03 tra i costi riconosciuti al GRTN sono inclusi dal 2004 anche gli oneri per il finanziamento del Piano di sicurezza per la riduzione del rischio di distacchi dell'energia elettrica stimati in 12 milioni di Euro per l'anno 2004.

Riguardo all'attività di dispacciamento, a partire dal 1° febbraio 2004 l'Autorità ha fissato a carico dell'Acquirente unico e dei clienti del mercato libero una componente da erogare al GRTN, pari a 0,1 Euro/MWh, a copertura dei costi di gestione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica. Nel precedente quadro regolatorio tale componente era inclusa nel corrispettivo spettante al GRTN.

Dall'avvio del dispacciamento di merito economico tali costi di funzionamento risulteranno tra gli oneri di dispacciamento che il GRTN porrà a carico degli utenti di tale servizio. Tra questi oneri risulteranno anche quelli sostenuti dal GRTN per l'approvvigionamento del servizio di interrompibilità di carichi, per la remunerazione della capacità resa disponibile in giorni critici dell'anno (*capacity payment*) e per la regolazione economica di partite di energia relative a perdite di trasporto non compensate.

In previsione della liberalizzazione del servizio di misura, l'Autorità ha definito le competenze relative all'attività di misura e i corrispettivi per l'installazione e manutenzione di misuratori nei punti di immissione e per la rilevazione e la registrazione delle misure.

L'AEEG ha definito specificatamente i corrispettivi per entrambe le attività, che precedentemente erano inclusi nei corrispettivi di trasmissione e distribuzione. Il GRTN in qualità di responsabile della rilevazione e registrazione delle misure nei punti di immissione sulla rete di trasmissione nazionale, nell'anno 2004 applicherà ai produttori interessati un corrispettivo pari al 54% della tariffa di misura stabilita per i clienti finali collegati in alta e altissima tensione.

5.4 Il Gestore del mercato elettrico

5.4.1 Le funzioni del GME

Il Gestore del mercato elettrico è la società, costituita dal Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa in data 27 giugno 2000, alla quale sono attribuite:

- a) la gestione economica e l'organizzazione del mercato elettrico (art. 5 del Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79);
- b) l'organizzazione di una sede per la contrattazione dei certificati verdi (art. 6 del Decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 11 novembre 1999);
- c) l'organizzazione di una sede per la contrattazione dei titoli di efficienza energetica (TEE) e la predisposizione, d'intesa con l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, delle regole di funzionamento del relativo mercato (artt. 10 dei D.D.M.M. 24 aprile 2001, rispettivamente, in tema di individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali per il settore dell'energia elettrica e del gas naturale).

In considerazione delle funzioni sopra richiamate, il GME ha predisposto la Disciplina del mercato elettrico, recante altresì disposizioni relative alla sede di contrattazione dei certificati verdi, approvata dal Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato (ora Ministro delle Attività Produttive) con decreto del 9 maggio 2001.

In data 18 luglio 2002, il GME ha trasmesso al Ministro delle Attività Produttive per l'approvazione le Istruzioni alla Disciplina del mercato elettrico, contenenti le disposizioni attuative e procedurali di tale Disciplina.

Con il D.M. 14 marzo 2003, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 65 del 19 marzo 2003, il Ministro delle Attività Produttive ha approvato le Istruzioni limitatamente alla sede di contrattazione dei certificati verdi, attribuendo al GME la responsabilità delle proprie funzioni relativamente a tale mercato.

Con il D.M. 19 dicembre 2003, pubblicato nel Supplemento Ordinario alla Gazzetta Ufficiale n. 301 del 30 dicembre 2003, il

Ministro delle Attività Produttive ha approvato il "Testo integrato della Disciplina del mercato elettrico" (di seguito: Disciplina), che racchiude in un unico corpo normativo le disposizioni precedentemente contenute nella Disciplina del mercato elettrico, nelle Istruzioni alla Disciplina stessa e nelle Istruzioni alla Disciplina dei certificati verdi. Con il medesimo decreto è stata attribuita al GME la responsabilità relativamente all'organizzazione e alla gestione del mercato elettrico, a partire dall'8 gennaio 2004.

Con riferimento, infine, alla sede di contrattazione dei TEE, il GME ha trasmesso all'Autorità uno schema di regole di funzionamento di tale mercato, al fine di acquisire la prescritta intesa.

5.4.2 Mercato elettrico: organizzazione e attività

Il mercato elettrico organizzato dal GME, come risultante dalle disposizioni contenute nella Disciplina, è costituito dal mercato del giorno prima dell'energia (MGP), dal mercato di aggiustamento (MA) e dal mercato per il servizio di dispacciamento (MSD).

Il MGP ha per oggetto le contrattazioni di energia tramite offerte di vendita e di acquisto; il MA ha per oggetto la contrattazione, tramite offerte di vendita e di acquisto, delle variazioni di quantità di energia rispetto a quelle negoziate sul MGP e si svolge in un'unica sessione; il MSD, infine, ha per oggetto l'approvvigionamento da parte del GRTN delle risorse per il servizio di dispacciamento.

A partire dalla data di assunzione di responsabilità relativamente alla gestione e all'organizzazione del mercato elettrico (8 gennaio 2004) sono riprese le prove di simulazione delle contrattazioni sul mercato elettrico, peraltro già effettuate nelle more dell'approvazione delle regole del mercato, e sono state avviate le procedure per l'ammissione degli operatori al mercato stesso.

Le prove hanno riguardato tutti e tre i mercati di cui si compone il mercato elettrico. Il processo di risoluzione del mercato elettrico è stato simulato in modo da tener conto sia della produzione allocata sul mercato elettrico del GME che della produzione allocata

attraverso contratti di compravendita conclusi al di fuori del mercato elettrico organizzato e gestito dal GME (c.d. contatti bilaterali)¹. Le prove sono state caratterizzate da una crescente partecipazione dei soggetti e un progressivo perfezionamento nelle modalità di risoluzione delle problematiche di carattere tecnico da parte del GME.

Il GME ha provveduto, oltre che alla predisposizione di quanto necessario per lo svolgimento delle prove e delle attività di formazione dei futuri operatori del mercato:

- a) ad approvare e pubblicare sul proprio sito *internet* le Disposizioni tecniche di funzionamento, ovvero le regole tecnico-operative del mercato elettrico, di cui all'art. 4 della Disciplina;
- b) a definire, ai sensi dell'art. 7, comma 7.1, della Disciplina, il corrispettivo che gli operatori saranno tenuti a versare al GME per i servizi da questo forniti sul mercato elettrico.

Al mercato elettrico organizzato dal GME risultano ammessi, oltre al GRTN e all'Acquirente unico (operatori di diritto ai sensi dell'art. 15 della Disciplina), 25 operatori.

5.4.3 Mercato dei certificati verdi: attività e risultati

L'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, entrati in esercizio o ripotenziati, limitatamente alla producibilità aggiuntiva, a partire dal 1° aprile 1999 ha diritto, per i primi otto anni di esercizio, alla certificazione di produzione da fonti rinnovabili denominata certificato verde (art. 5 del D.M. 11 novembre 1999).

Il certificato verde è emesso dal GRTN, su comunicazione del produttore circa la produzione da fonte rinnovabile dell'anno precedente, o relativamente alla producibilità attesa nell'anno in corso o nell'anno successivo.

Con il decreto 14 marzo 2003, sopra richiamato, il Ministro delle Attività Produttive ha approvato (articolo 1) le Istruzioni alla

¹ Contestualmente allo svolgimento delle prove da parte del GME, il GRTN ha avviato le prove relative alla comunicazione dei programmi di produzione derivanti dai contratti bilaterali, invitando a parteciparvi tutti i soggetti produttori. In esito alle prove in parola, il GRTN, a sua volta, ha inviato al sistema informatico del mercato elettrico del GME, tramite le procedure concordate, i programmi di produzione dei contratti bilaterali.

Disciplina del mercato elettrico limitatamente alle disposizioni relative alla sede di contrattazione dei certificati verdi di cui all'articolo 6 del D.M. 11 novembre 1999 e ha attribuito al GME, dalla data di entrata in vigore di tale decreto, la responsabilità delle proprie funzioni relativamente all'organizzazione e alla gestione della sede di contrattazione dei certificati verdi (articolo 2).

Il D.M. 19 dicembre 2003 ha abrogato l'articolo 1 del decreto sopra richiamato, facendo comunque salvi gli atti e i provvedimenti emanati, gli effetti prodottisi, nonché i rapporti giuridici sorti sulla base di tale decreto.

Con l'assunzione di responsabilità delle proprie funzioni con riferimento al mercato dei certificati verdi (20 marzo 2003), il GME ha svolto le attività relative al funzionamento di tale mercato. In particolare il GME ha:

- organizzato e gestito le procedure di ammissione degli operatori alla sede di contrattazione dei certificati verdi;
- predisposto l'elenco degli operatori ammessi al mercato;
- emanato le regole tecnico-operative per le sessioni di contrattazione denominate "Disposizioni tecniche di funzionamento";
- organizzato e gestito le sessioni di contrattazione.

Le sessioni di contrattazione relative al mercato dei certificati verdi si sono svolte, a partire dal 26 marzo 2003, almeno una volta al mese.

Al mercato dei certificati verdi risultano ammessi, oltre al GRTN (operatore di diritto ai sensi dell'art. 15 della Disciplina), 53 operatori.

Il numero delle sessioni organizzate e gestite dal GME nel corso del 2003 è stato pari a 16.

Il volume complessivo dei certificati negoziati è stato pari a 23.848. I certificati negoziati riferiti all'anno 2002 sono stati pari a 23.497, mentre i certificati negoziati riferiti all'anno 2003 sono stati pari a 351.

5.5 L'Acquirente unico

5.5.1 Le funzioni dell'Acquirente unico

L'Acquirente unico è la società per azioni costituita dal Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa, secondo quanto previsto dal decreto di liberalizzazione del settore elettrico 79/99.

L'Acquirente unico, come previsto dal citato Decreto, è il soggetto titolare della funzione di garante commerciale della fornitura di energia elettrica destinata ai clienti vincolati.

Coerentemente con tale funzione, all'Acquirente unico è assegnato il compito istituzionale di redigere ogni anno le previsioni triennali della domanda del mercato vincolato e di darne comunicazione al Ministero delle attività produttive.

L'esercizio del ruolo di garante si sostanzia:

- nell'acquisto all'ingrosso di energia elettrica;
- nella successiva cessione di tale energia alle imprese distributrici, a un prezzo pari al costo medio unitario di approvvigionamento.

La cessione di energia alle imprese distributrici è regolata da un contratto approvato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Il mercato fornito dall'Acquirente unico include, oltre ai clienti che ancora non raggiungono la soglia minima di consumo per accedere direttamente al mercato libero, anche i clienti idonei che temporaneamente decidono di rimanere vincolati.

Gli utenti attualmente compresi nella categoria dei clienti vincolati, con consumi annui ≤ 100.000 kWh, sono prevalentemente utenti domestici, artigiani, commercianti, piccole imprese, nonché utenze del settore terziario.

Ulteriori aperture del mercato, anche in recepimento della nuova direttiva europea 54/2003, sono previste nel disegno di legge Marzano, in discussione al Senato, secondo cui dal 1° luglio 2004 sarà idoneo ogni cliente finale non domestico e dal 1° luglio 2007 lo saranno tutti i clienti finali, indipendentemente dal livello e dal tipo di consumo.

5.5.2 Le attività inerenti le funzioni di acquisto

Con decreto del 19 dicembre 2003, il Ministro delle Attività Produttive ha attribuito all'Acquirente unico la titolarità delle funzioni di garante della fornitura di energia elettrica ai clienti vincolati (ai sensi dell'art. 4, comma 8, del D.lgs. 79/99).

Il decreto fornisce anche le linee guida riguardo alle modalità di approvvigionamento dell'Acquirente unico.

In particolare è previsto che l'Acquirente unico possa, oltre che ricorrere alla Borsa elettrica (previa stipula di contratti di copertura per i rischi di prezzo e di quantità), anche stipulare contratti bilaterali di acquisto fino al 25% del fabbisogno del mercato vincolato, partecipare all'assegnazione dell'energia CIP 6 di cui all'art. 3, comma 12, del D.lgs. 79/99 e partecipare infine all'assegnazione di quote di capacità di trasporto sulla rete di interconnessione.

Il decreto stabilisce inoltre che l'Acquirente unico acquisisca tutta l'energia dei contratti pluriennali di importazione di Enel a un prezzo inizialmente corrispondente al prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica dell'ultimo trimestre 2003.

Nell'attività di stipula di contratti in deroga al sistema delle offerte, l'Acquirente unico è tenuto a soddisfare i requisiti della trasparenza e non discriminatorietà richiesti dalla normativa, e a garantire nel contempo la snellezza procedurale necessaria per la peculiarità del bene intermediato.

A tal fine è stato predisposto un sistema di qualificazione d'impresa per preselezionare i partecipanti alle aste per l'assegnazione delle forniture di energia elettrica.

Dal 2004, l'Acquirente unico ha accesso alla capacità transfrontaliera e alla capacità produttiva relativa all'energia cosiddetta CIP 6. Nel dicembre 2003 è stata assegnata all'Acquirente unico, da parte del GRTN e sulla base della delibera dell'Autorità 157/03, la capacità di trasporto sulle frontiere con l'estero pari a 696 MW complessivi. L'Acquirente unico ha quindi provveduto a selezionare, sulla base del miglior prezzo medio per frontiera, i fornitori con cui sono stati poi definiti i contratti per l'intero anno solare 2004.

In base al decreto per l'assegnazione dell'energia CIP 6 del Ministro delle Attività Produttive 29 gennaio 2004, all'Acquirente unico sono stati assegnati 880 MW, pari al 20% della capacità produttiva assegnabile nel 2004.

Sempre per l'anno 2004, inoltre, l'Acquirente unico, a seguito di procedure di selezione concorrenziali alle quali sono state ammesse le imprese precedentemente qualificate, ha stipulato contratti bilaterali fisici per un totale di 31,7 TWh di energia.

Infine, in ottemperanza alle disposizioni della delibera dell'Autorità 21/04, l'AU ha espletato procedure di gara per l'assegnazione di contratti differenziali, per la copertura del rischio di prezzo relativamente agli acquisti sulla Borsa.

5.5.3 Le attività inerenti le funzioni di vendita

L'attività di vendita dell'Acquirente unico consiste nella cessione alle imprese distributrici di tutte le partite di energia elettrica destinate al mercato vincolato.

Il Decreto legislativo 79/99 prevede che l'Autorità definisca le direttive per la stipula da parte dell'Acquirente unico di contratti di cessione alle imprese distributrici, in modo tale che ne sia assicurato l'equilibrio economico.

Tali direttive comprendono la definizione dei criteri per la determinazione dei prezzi di cessione che l'AU applica all'energia da rivendere.

Con la delibera dell'Autorità n. 5 del 30 gennaio 2004 sono state definite le regole per la determinazione di tali corrispettivi.

Il prezzo da applicare si ottiene dalla somma del corrispettivo riconosciuto all'Acquirente unico, del costo medio del servizio di dispacciamento e del costo medio dell'energia, quest'ultimo calcolato come media ponderata dei costi sostenuti per gli acquisti in Borsa e per i contratti sia fisici che finanziari.

Considerazioni conclusive

Nell'anno 2003, una combinazione di eventi accidentali e la crescita delle vulnerabilità strutturali del sistema elettrico italiano ha determinato il manifestarsi di disservizi di entità senza precedenti nel recente passato; ma ha anche creato un importante impulso al rinnovamento del sistema sul piano delle norme, delle infrastrutture, delle organizzazioni e dei comportamenti operativi.

1. Il bilancio e l'esercizio 2003

Nel 2003 il bilancio di energia elettrica in Italia ha fatto registrare un aumento del fabbisogno del 2,9% rispetto al 2002, raggiungendo i 319,7 miliardi di kWh. La richiesta è stata soddisfatta per l'84,1% da produzione nazionale e per il restante 15,9% dagli scambi con l'estero. Il fabbisogno coperto dalle importazioni è stato, nel 2003, pari a 51,5 miliardi di kWh e ha mostrato una flessione dello 0,1% rispetto all'anno precedente. Una delle cause di tale flessione trova origine nella riduzione della massima capacità di trasporto sulle linee di interconnessione operata nell'ultima parte dell'anno, per ragioni di sicurezza, in seguito al *black out* verificatosi nel mese di settembre.

La crescita dei consumi di energia elettrica si è collocata all'interno della stima del tasso medio annuo di lungo periodo (3%). È proseguita, anche nel 2003, la tendenza alla crescita più marcata della domanda di punta nel periodo estivo (+4,2% rispetto al 2002) e al progressivo avvicinamento della punta estiva (registrata, nel 2003, il 17 luglio e pari a 53.105) alla punta invernale (registrata il 10 dicembre e pari a 53.403 MW). La destinazione dell'energia elettrica al mercato ha visto una crescita della quota destinata ai clienti del mercato libero per effetto dell'ulteriore abbassamento della soglia di idoneità a 0,1 GWh di consumo annuo a partire dal 1° luglio 2003. L'energia elettrica destinata ai clienti del mercato libero è cresciuta, pertanto, del 12% rispetto al 2002 arrivando a 110 miliardi di kWh, valore pari al 37% dei consumi complessivi nell'anno. La rimanente quota di consumi è stata rappresentata per il 56% dalla domanda del mercato vincolato (-2,3% rispetto all'anno precedente) e dal 7% degli autoconsumi che non hanno mostrato variazioni di rilievo rispetto al 2002 (+0,5%).

L'esercizio del dispacciamento nel corso del 2003 è stato caratterizzato da due eventi di rilievo: le interruzioni del servizio elettrico ad un gruppo limitato di utenze civili il 26 giugno e il *black out* sull'intero territorio (ad esclusione della Sardegna) il 28 settembre 2003.

Il 26 giugno, il GRTN ha attuato il cosiddetto primo livello di rischio dei distacchi programmati a rotazione dell'utenza diffusa, richiedendo ai distributori l'applicazione del piano di emergenza PESSE e la conseguente interruzione del servizio ad un gruppo di utenti civili. Le cause all'origine della messa in atto di tali azioni sono legate alla particolare situazione meteo-climatica verificatasi nel mese di giugno e alle sue conseguenze sia sulla crescita del fabbisogno sia sulla riduzione della capacità di generazione disponibile. Alla riduzione della produzione nazionale si è aggiunta la riduzione della capacità disponibile dalle importazioni dalla Francia in applicazione delle clausole di modulabilità nel contratto tra EdF ed Enel.

Il 28 settembre si è verificato il *black out* che ha coinvolto tutta la penisola e la Sicilia, risparmiando solo la Sardegna e che ha richiesto tempi variabili, dalle due alle tredici ore, per ripristinare il servizio sulla rete di trasmissione e ulteriori sette ore per il completamento della ripresa.

Le cause all'origine del *black out* sono da ricondurre al distacco improvviso del sistema elettrico italiano dal sistema internazionale a cui è interconnesso, a seguito di una catena di disservizi originatisi sulla rete svizzera.

L'impatto di tali fenomeni ha portato un incremento dell'indicatore dell'energia non fornita sulla Rete di trasmissione nazionale dal valore di 1,4 GWh registrato nel 2002 al valore di 194,5 GWh.

2. Le criticità strutturali del sistema

A fronte degli eventi eccezionali verificatisi nel corso del 2003, sono state svolte diverse indagini da parte delle Autorità e degli organismi competenti, alcune delle quali hanno portato alla pubblicazione di specifiche relazioni tecniche. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha pubblicato un rapporto il 12 novembre 2003 sulle interruzio-

ni del 26 giugno ed ha successivamente avviato una istruttoria formale con la delibera n. 54/04. L'UCTE ha pubblicato una relazione tecnica, il 27 ottobre 2003, a valle dell'indagine svolta da una commissione appositamente costituita per la valutazione del *black out* italiano. L'AEEG, di concerto con l'Autorità di regolazione francese (CRE), ha infine pubblicato, il 23 aprile 2004, una prima relazione sul *black out* del mese di settembre.

I risultati delle indagini pervengono a conclusioni comuni, secondo cui le situazioni e gli eventi del 2003, sebbene in misura diversa tra loro, riflettono, oltre alle cause contingenti illustrate al punto precedente, anche problematiche strutturali del sistema elettrico.

La relazione dell'Autorità sulle interruzioni nel periodo estivo, mette in luce il problema dell'inadeguatezza strutturale del margine di riserva di produzione disponibile. Tale criticità, già evidenziata in passato dal GRTN, è risultata negli anni in peggioramento per la minore crescita della capacità di produzione rispetto alla crescita della domanda di energia elettrica. Questa inadeguatezza appare come elemento determinante delle problematiche del 26 giugno e, in generale, ha dato luogo a numerose situazioni potenzialmente critiche nella gestione del dispacciamento in diversi periodi dell'anno.

Le relazioni dell'UCTE e dell'Autorità sul *black out* del mese di settembre evidenziano entrambe la necessità di un profondo cambiamento delle modalità di gestione dei flussi di importazione di energia, aumentati anche per effetto della liberalizzazione dei mercati, ed esasperati in Italia dall'inadeguatezza di capacità produttiva nazionale nei momenti di punta e dal differenziale dei prezzi dell'energia tra l'Italia ed i paesi confinanti. Le conclusioni dei due organismi suggeriscono comuni raccomandazioni affinché ci si muova nella direzione di:

- armonizzare le regole tecniche per la gestione dei flussi di energia elettrica e le loro modalità applicative;
- migliorare le informazioni scambiate e rafforzare i sistemi di comunicazione tra gli operatori di reti interconnesse;
- identificare ruoli, responsabilità e poteri di intervento dei gestori di rete.

Oltre ai problemi di esercizio e alla valutazione della capacità della rete di trasmissione e dispacciamento di gestire i diversi stati in cui può venire a trovarsi il sistema elettrico, gli eventi del 2003 hanno, quindi, evidenziato una serie di problemi strutturali che caratterizzano il sistema elettrico italiano, la cui soluzione richiede di accompagnare i cambiamenti del settore con un opportuno disegno normativo e regolamentare. Affrontare le criticità strutturali richiede diversi livelli di intervento. Alcune iniziative andranno prese a livello sovranazionale, sia dagli organi legislativi (quadro di regole della Commissione europea) sia dagli organi tecnici (ERG, ETSO, UCTE). Altre richiedono l'intervento del legislatore o degli organismi regolatori (AEEG) a livello nazionale. Il GRTN ha a sua volta predisposto numerose iniziative sia per la gestione del rischio di inadeguatezza del margine di riserva, sia per il rafforzamento dei sistemi di difesa della rete. Queste ultime sono collocate all'interno del piano per la sicurezza sottoposto con cadenza annuale all'approvazione del MAP. Gli eventi del 2003 hanno mostrato l'importanza dell'evoluzione di un quadro regolamentare costruito in maniera da tener conto del dinamismo del settore elettrico e della risoluzione delle problematiche strutturali. Al tempo stesso, gli accadimenti del 2003 hanno spinto verso l'accelerazione della riforma del settore elettrico intrapresa con il decreto di liberalizzazione, tenendo opportunamente conto di possibili modifiche delle scelte allora intraprese alla luce dell'esperienza maturata in questi anni e al fine di completare il riordino del settore.

3. L'accelerazione del cambiamento

Gli eventi del 2003 hanno costituito un'ulteriore spinta all'adozione di misure dirette ad individuare strumenti per migliorare le condizioni di sicurezza del servizio di fornitura di energia elettrica e hanno accelerato le azioni per la risoluzione della vulnerabilità strutturale del sistema elettrico italiano. La spinta al cambiamento si registra almeno a tre livelli:

1. sul piano normativo con una prima azione di riordino, intrapresa con la legge 290/03, con l'obiettivo di affrontare le diverse problematiche strutturali del settore e con un'accelerazione dell'attuazione del processo di liberalizzazione con l'avvio del mercato

organizzato dell'elettricità a partire dagli indirizzi emanati nel luglio 2003 per l'operatività del Sistema Italia 2004;

2. sul piano industriale, attraverso l'accelerazione della realizzazione di investimenti in nuova capacità produttiva da parte dei generatori e la pianificazione dello sviluppo della rete di interconnessione e della rete nazionale da parte del Gestore;
3. sul piano dell'organizzazione delle attività, attraverso decisioni di rafforzamento dei sistemi operativi della sicurezza da parte del Gestore e la realizzazione di un nuovo modello organizzativo del sistema di trasmissione, con l'attuazione dell'unificazione tra proprietà e gestione della rete in base a quanto previsto dalla legge 290/03.

3.1 L'evoluzione del quadro normativo

La legge 290/03, approvata nel mese di ottobre dello scorso anno, prevede un parziale riassetto del sistema elettrico e fissa i criteri per il cambiamento del quadro di regole con l'obiettivo di una maggiore sicurezza del sistema. Le tematiche principali affrontate dalla legge perseguono gli obiettivi di seguito sintetizzati.

a) Migliorare l'adeguatezza del margine di produzione disponibile.

A tal fine la legge prevede:

- la possibilità, fino al 30 giugno 2005, di apportare modifiche temporanee delle condizioni di esercizio delle centrali termoelettriche e in particolare che siano concesse deroghe ai limiti di emissioni e revisioni al limite della temperatura degli scarichi termici;
- la possibilità, da parte del MAP, di emanare, su segnalazione del Gestore, provvedimenti finalizzati all'aumento della capacità interrompibile;
- la ri-programmazione degli impianti idroelettrici e la concentrazione delle manutenzioni degli impianti in periodi a bassa criticità da parte del GRTN;
- l'obbligo di garanzia di massima disponibilità degli impianti idroelettrici di pompaggio.

b) Promuovere gli investimenti in nuova capacità di produzione. A tal fine la legge prevede l'emanazione di un decreto di incenti-

vazione agli investimenti in capacità di generazione (decreto legislativo n. 379 approvato il 19 dicembre 2003) e fissa penalità a carico dell'impresa titolare di autorizzazione alla realizzazione di impianti di produzione in caso di non esecuzione degli investimenti o di differimento della data di esercizio dell'opera.

- c) Promuovere lo sviluppo e il potenziamento della rete di trasmissione e il miglioramento delle procedure e dei piani di gestione della sicurezza del sistema. A tal fine la legge:
- assicura una maggiore flessibilità e funzionalità delle procedure di autorizzazione agli investimenti, attraverso la semplificazione dei percorsi autorizzativi per la realizzazione di interventi di modifica o sviluppo della rete, prevedendo un unico procedimento di autorizzazione da parte dell'amministrazione competente da concludere entro sei mesi dalla domanda;
 - promuove interventi di sviluppo dei sistemi di sicurezza, prevedendo l'elaborazione, da parte del GRTN, di un piano annuale di adeguamento ed eventuale miglioramento dei sistemi di difesa per la sicurezza del sistema elettrico, indicando il relativo impegno economico per l'attuazione.
- d) Garantire la realizzazione dell'unificazione della gestione e della proprietà della rete quale forma più efficace e più efficiente di organizzazione delle decisioni di gestione e di investimento della rete di trasporto. A tal fine la legge: prevede l'emanazione di un D.p.c.m. che fissi criteri, modalità e condizioni per l'unificazione.

In continuità con il percorso intrapreso nel 2003, il 2004 fa segnare un ulteriore importante cambiamento del quadro normativo e un avanzamento significativo del percorso di liberalizzazione intrapreso con il D.lgs. 79/99. Il 31 marzo, infatti, è partito ufficialmente il mercato organizzato di energia elettrica previsto dall'art. 5 del decreto di liberalizzazione. Le attività propedeutiche all'avvio del Sistema Italia 2004, a partire dagli indirizzi emanati il 31 luglio 2003 dal MAP, sono state numerose e hanno coinvolto, nell'attuazione delle rispettive competenze, le tre società facenti parte del gruppo: il GME, l'AU e il GRTN.

La realizzazione del mercato organizzato avviene in modo graduale, secondo un percorso per fasi:

- una prima fase transitoria, da gennaio a marzo 2004, in cui, in parallelo all'approvvigionamento delle risorse ancora effettuato mediante il ricorso al Sistema Transitorio di Offerte di Vendita di Energia (STOVE) sono state svolte le prove di funzionamento della così detta borsa dell'elettricità, anche alla luce degli indirizzi del MAP che prevedevano l'avvio operativo del Sistema Italia "solo dopo l'accertamento che tutti i meccanismi previsti fossero stati collaudati con sufficiente grado di affidabilità". Le prove hanno riguardato, in particolare per il Gestore, il funzionamento del sistema di dispacciamento di merito economico con partecipazione dei generatori.
- Una seconda fase transitoria, successiva alla prima e avviata il 31 marzo 2004, caratterizzata dalla piena operatività del dispacciamento di merito economico con partecipazione al mercato dell'energia delle sole unità di produzione rilevanti (>10 MVA) e con domanda passiva. In questa fase il ruolo della domanda nel mercato è svolto dal Gestore della rete, che compra sul mercato del giorno prima, tramite offerte di acquisto senza indicazione di prezzo, l'energia elettrica necessaria a coprire il fabbisogno stimato di ciascuna zona.
- Una terza fase a regime, il cui avvio è previsto all'inizio del 2005, caratterizzata dalla partecipazione attiva della domanda, che potrà formulare offerte di acquisto con o senza indicazione di prezzo nel mercato dell'energia.

L'avvio della Borsa elettrica ha dotato l'Italia di un mercato organizzato per le transazioni all'ingrosso di energia elettrica, analogamente a quanto avviene nei principali paesi europei, consentendo l'utilizzo di uno strumento ritenuto fondamentale per la trasparenza del mercato, capace di dare segnali chiari a imprese e clienti finali. Gli operatori di offerta sono liberi di vendere energia elettrica nel mercato organizzato oppure tramite contratti fisici bilaterali. La partecipazione al mercato è pertanto volontaria e la scelta delle modalità di vendita è lascia-

ta al singolo operatore, in funzione delle proprie valutazioni economiche.

L'accelerazione dell'attuazione della riforma intrapresa con il decreto di liberalizzazione ha fatto registrare anche l'approvazione, da parte del MAP, il 19 dicembre 2003, del decreto che conferisce all'Acquirente unico (AU) la titolarità delle funzioni di garante della fornitura di energia destinata ai clienti del mercato vincolato a partire dal 1° gennaio 2004. Dalla medesima data cessa, di conseguenza, la funzione pro tempore svolta dall'Enel ai sensi dell'art. 4 del D.lgs 79/99.

3.2 Gli investimenti in nuova capacità e lo sviluppo delle infrastrutture di rete

La disponibilità di produzione dagli impianti esistenti e la realizzazione di nuove centrali rappresenta un punto fondamentale per la sicurezza del sistema, oltre a costituire una premessa per il corretto funzionamento della concorrenza. La legge 55/02, finalizzata alla semplificazione delle procedure di autorizzazione alla modifica o alla costruzione di centrali di produzione, rappresenta un primo passo nella direzione di migliorare le condizioni preliminari alla realizzazione degli investimenti. La semplificazione delle procedure ha di fatto accelerato le iniziative di investimento. Nel periodo gennaio 2002-maggio 2004, il Ministero delle attività produttive ha rilasciato 35 autorizzazioni relative a centrali termoelettriche per complessivi 17.600 MW. I progetti autorizzati riguardano, per circa 17.000 MW, la realizzazione di nuove centrali elettriche e per la parte restante ripotenziamenti.

Lo sviluppo dell'infrastruttura di trasporto è un ulteriore passo verso il rafforzamento della sicurezza del sistema elettrico oltre che un elemento necessario al pieno utilizzo delle nuove centrali. Il piano degli investimenti di sviluppo della RTN viene annualmente aggiornato dal GRTN nel programma elaborato di concerto con le Regioni e il Ministero della attività produttive.

Gli interventi di sviluppo della rete sono sottoposti a iter autorizzati che coinvolgono gli enti locali interessati e che prevedono la valutazione dell'impatto ambientale e territoriale dell'opera. Al fine di rendere complementare il piano di sviluppo della rete con l'iter di autorizzazione alla realizzazione delle opere pianificate, il Gestore ha suddiviso la programmazione degli interventi sulla base del percorso temporale delle autorizzazioni. L'obiettivo è quello di conciliare le fasi per il rilascio delle autorizzazioni, con l'effettiva realizzazione dell'opera. Il perseguimento di questo obiettivo ha incentivato il Gestore a migliorare la collaborazione con gli enti locali e le collettività che rappresentano; a valutare i costi e i benefici dello sviluppo della rete sul territorio per gestire al meglio il *trade-off* tra valore per il paese dello sviluppo del sistema energetico e costi di investimento anche di tipo ambientale; a ricercare sinergie e complementarietà con i diversi attori economici coinvolti nel processo di sviluppo della rete (proprietari, utenti della rete).

L'inserimento sul territorio e nell'ambiente delle opere elettriche pianificate dal GRTN richiede un diretto coinvolgimento, oltre che dei Ministeri competenti, delle Regioni e, tramite queste, delle Province e dei Comuni, interlocutori del Gestore in base alla suddivisione di competenze e responsabilità previste dalla normativa. Nel perseguimento di tali obiettivi, sono stati siglati protocolli di intesa con la regione Piemonte nel 2002 e conseguente realizzazione di un Piano ambientale nel 2003; con le regioni Calabria, Emilia Romagna e Lombardia nel 2003 e con la regione Sicilia nel 2004. Sono in corso di definizione protocolli di intesa con le regioni Campania, Sicilia, Friuli Venezia Giulia ed è stato manifestato interesse da parte di Valle D'Aosta, Umbria, Basilicata, Marche e Sardegna.

Il piano industriale di sviluppo predisposto nel gennaio 2004 prevede la realizzazione di 165 interventi di cui 40 finalizzati allo sviluppo della rete, 29 per la connessione di nuovi impianti, 85 per la connessione di cabine primarie e 11 per adeguamenti. Il volume complessivo dei costi previsto dal piano del 2004 si attesta attorno

ai 1.690 milioni di Euro, di cui circa 440 relativi a interventi così detti di breve-medio periodo, cioè collocabili nel triennio 2004-2006, e 1.250 per gli interventi di lungo periodo, la cui realizzazione è prevista a partire dal 2006. Gli investimenti sono destinati per un valore di 1.390 milioni di Euro allo sviluppo della rete ad AAT (380 e 220 kV) e per i rimanenti 300 milioni al potenziamento della rete ad AT (<220 kV).

Il Gestore ha in programma investimenti di sviluppo sia della rete di interconnessione con l'estero sia della rete nazionale. Il potenziamento della rete di interconnessione è finalizzato a ridurre le criticità derivanti dall'inadeguatezza di capacità di produzione nazionale nei periodi di punta e ad incrementare la capacità di importazione in sicurezza. Tra gli interventi di particolare rilevanza è previsto il completamento della linea San Fiorano-Robbia entro la fine del 2004. Lo sviluppo della rete nazionale persegue due obiettivi principali: dare risposta al problema delle congestioni, aggravato in prospettiva dall'aumento delle connessioni dei nuovi impianti, e migliorare l'efficienza del sistema di trasmissione, attraverso la riduzione delle perdite sulla rete.

Il completamento di nuove linee nel breve-medio termine dovrebbe portare ad una riduzione dei vincoli di produzione esistenti nelle diverse aree territoriali e delle congestioni generate da tali vincoli pari a circa 2.000-2.500 MW; mentre le iniziative di più lungo termine si stima possano ridurre i vincoli di ulteriori 3.500-4.500 MW.

Gli interventi a piano dovrebbero consentire una riduzione delle perdite nella rete in AAT di circa il 3% nel breve-medio termine e del 12% nel lungo termine, per effetto degli investimenti operati sulla rete a 380 e 220 kV.

Sul versante delle modalità e procedure di autorizzazione, il Gestore auspica una veloce attuazione di quanto previsto dalla legge 290/03 con riferimento all'ulteriore semplificazione delle procedure di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio degli impianti e

soprattutto una maggiore trasparenza delle funzioni e delle competenze esercitate dai vari organismi dell'amministrazione centrale e locale coinvolti, anche al fine di un più efficace coordinamento. Il Gestore si è impegnato a fondo negli ultimi anni per migliorare il rapporto con le amministrazioni locali, sia in sede di programmazione che di realizzazione dell'opera. Numerose sono state le iniziative per siglare accordi di programma al fine di operare di concerto con le amministrazioni territoriali. Si auspica, alla luce di quanto fatto, una migliore capacità di soluzione delle problematiche sul territorio funzionali a migliorare l'assetto della rete, a ridurre le disparità tra aree geografiche e a migliorare la sicurezza del sistema elettrico.

3.3 Le azioni del gestore per la sicurezza e l'organizzazione delle attività di trasmissione

L'esperienza maturata nella gestione delle situazioni verificatesi nel 2003 ha innescato comportamenti virtuosi e ha spinto il GRTN a programmare interventi per il miglioramento delle diverse fasi dell'esercizio del dispacciamento, elaborati nel cosiddetto "piano sicurezza". Gli interventi sono finalizzati a risolvere le diverse problematiche tecnico-operative emerse nella gestione delle diverse fasi:

- la programmazione, migliorando le valutazioni dei rischi di distacco e l'efficacia dei sistemi di comunicazione tra gestori interconnessi;
- il controllo in tempo reale, estendendo il perimetro di controllo del sistema nazionale, migliorando il controllo delle reti interconnesse, la comunicazione e il coordinamento con i TSO esteri e realizzando allarmi sui sistemi di controllo;
- la protezione e la difesa del sistema, migliorando le tecnologie e gli apparati di protezione, potenziando i sistemi di distacco automatico e prevedendo operazioni efficaci di coordinamento con i produttori e i distributori;
- la gestione del sistema in condizioni perturbate, rafforzando e ampliando i meccanismi che consentono di intervenire in modo automatico sugli impianti e migliorando l'efficacia delle operazioni per la gestione dello sbilancio tra produzione e carico e il

mantenimento in servizio dei generatori per la fornitura della riserva rotante;

- la gestione attraverso la revisione del piano di riaccensione e dell'operatività della teleconduzione in emergenza e dei sistemi di telecomunicazione.

Un ulteriore impulso allo sviluppo dell'infrastrutture della rete di trasmissione e al miglioramento dei sistemi operativi per la gestione della rete potrà derivare dalla riorganizzazione delle attività correlate alla RTN in seguito all'integrazione della proprietà e della gestione della rete.

Come visto, la legge 290/03 rimandava ad un successivo D.p.c.m. l'obiettivo di fissare i criteri, le modalità e le condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica di trasmissione nazionale, la gestione del soggetto risultante dall'unificazione, ivi inclusa la disciplina dei diritti di voto e la sua successiva privatizzazione. L'11 maggio 2004 è stato approvato il D.p.c.m. che dà il via all'unificazione di gestione e proprietà della rete di trasmissione. Il 12 maggio l'Enel, in seguito all'approvazione del D.p.c.m., ha avviato le operazioni per il collocamento in borsa fino al 50% di Terna.

Il calendario fissato dal D.p.c.m. dell'11 maggio (c.d. decreto di unificazione) prevede quattro tappe fondamentali:

- a) 31 dicembre 2004: data entro cui il GRTN deve predisporre il codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete, con costituzione di un comitato di consultazione per il suo aggiornamento.
- b) 30 aprile 2005: data di efficacia del trasferimento, cioè di assunzione da parte di Terna della titolarità e delle funzioni di gestione della RTN di cui all'art. 3 del D.lgs. 79/9 e costituzione della nuova società (modifica delle rispettive ragioni sociali), in caso di raggiungimento dell'accordo sulle condizioni (attività conferite e valore patrimoniale) di trasferimento tra le società Terna e GRTN o, in alternativa, entro il 31 ottobre 2005, in caso di mancato accordo e sulla base del valore di trasferimento indicato da un

arbitro indipendente.

- c) 31 ottobre 2005: data ultima entro cui devono essere trasferite a Terna, le attività, le funzioni, i beni e i rapporti giuridici del GRTN, previa esclusione delle attività inerenti il ritiro dell'energia incentivata (art. 3, commi 11 e 12 D.lgs. 79/99), delle attività inerenti la qualificazione degli impianti alimentati a fonti rinnovabili e l'emissione e la gestione dei CV (art. 11, comma 3 del D.lgs. 79/99 e D.lgs. 387/03) e delle attività facenti capo al GME e all'AU.
- d) 1° luglio 2007: data entro la quale Enel deve ridurre la propria partecipazione nel capitale di Terna, o del soggetto risultante dall'unificazione, ad una quota non eccedente il limite del 20%. Anche in questo caso il decreto individua i criteri e le modalità sottostanti al processo di privatizzazione (art. 4 del decreto di unificazione).

Le diverse tappe sono scandite da una serie di impegni operativi, necessari all'attuazione dell'unificazione. Il Gestore sarà coinvolto nei diversi passaggi con diverse funzioni e competenze.

In primo luogo, il Gestore sarà impegnato in una serie di compiti di natura tecnica finalizzati alla redazione del nuovo codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete.

In secondo luogo, il Gestore dovrà delineare, all'interno della propria organizzazione, il perimetro delle attività da conferire e il loro valore patrimoniale.

Il periodo che il GRTN si accinge ad affrontare sarà caratterizzato prevalentemente dalla realizzazione dell'unificazione e dal cambiamento della propria organizzazione con il fine di realizzare un modello più consono a rispondere agli obiettivi di sicurezza e di efficienza del sistema elettrico, in sintonia con quanto avviene nei principali paesi europei.

Appendice - Il quadro normativo

Introduzione

L'appendice descrive le principali evoluzioni del quadro normativo e regolamentare europeo e nazionale nel periodo aprile 2003 - marzo 2004. In Europa, dopo la parziale inerzia degli ultimi due anni, è ripreso il percorso di sviluppo della liberalizzazione e di implementazione dell'armonizzazione delle regole tra gli Stati membri. Si registrano, pertanto, importanti novità a partire dall'approvazione della nuova direttiva di liberalizzazione dei settori energetici e del regolamento sugli scambi di energia elettrica tra i paesi europei che definisce, tra l'altro, i criteri di gestione delle congestioni.

Anche la normativa nazionale registra nel periodo cambiamenti significativi, in parte influenzati da due eventi particolari: le interruzioni di energia elettrica verificatisi nel corso del 2003 e la predisposizione del quadro regolamentare per l'avvio del mercato organizzato dell'elettricità nel corso del 2004. Il primo evento ha richiesto l'intervento del legislatore per affrontare i numerosi e diversi problemi correlati alla sicurezza del sistema elettrico italiano, considerati in linea generale nella legge 290/03. Il secondo aspetto segna, invece, un ulteriore avanzamento nel percorso di liberalizzazione tracciato dal D.lgs. 79/99, con l'avvio dell'operatività del mercato elettrico e la determinazione del modello di borsa elettrica da implementare almeno in una prima fase finalizzata a rappresentare anche una fase di sperimentazione.

All'evoluzione della normativa, si accompagna la copiosa attività di regolazione tecnica ed economica sia dell'Autorità dell'energia elettrica e il gas, sia del Ministero delle attività produttive nell'esercizio delle rispettive competenze.

L'appendice è divisa in tre parti: la prima parte ricostruisce i principali provvedimenti della Commissione e delinea le novità nelle politiche comunitarie in materia di energia elettrica; la seconda illustra gli interventi del legislatore italiano, la terza infine descrive i principali provvedimenti regolamentari dell'Autorità settoriale classificati rispetto alla materia di riferimento.

Parte 1 - Normativa europea e politiche comunitarie in materia di energia elettrica

Tra i passaggi più rilevanti che hanno caratterizzato la politica comunitaria in materia di energia elettrica nel corso dell'anno 2003 vi è senza dubbio l'adozione definitiva, il 26 giugno 2003, del nuovo pacchetto di liberalizzazione del mercato elettrico composto dalla direttiva 54/2003/CE, che abroga, con effetto 1° luglio 2004, la direttiva 96/92/CE e dal Regolamento CE 1228/2003 relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica.

Per effetto delle nuove disposizioni comunitarie, dal 1° luglio 2004, tutti gli Stati membri dovranno liberalizzare l'utenza non civile di energia elettrica, fino alla completa apertura del mercato elettrico che avverrà entro il prossimo 2007.

In aggiunta ai provvedimenti in materia di liberalizzazione del mercato elettrico, il legislatore comunitario ha di recente proposto ulteriori azioni di politica energetica incentrate specificatamente sulla sicurezza degli approvvigionamenti e sugli investimenti nelle infrastrutture.

La comunicazione della Commissione Europea al Parlamento e al Consiglio del 10 dicembre 2003 affronta esplicitamente tre questioni quali azioni prioritarie da intraprendere al fine di una maggiore sicurezza e affidabilità degli approvvigionamenti elettrici in Europa:

- il rafforzamento del coordinamento tra i gestori delle reti di trasmissione di energia elettrica nei paesi UE e con i paesi confinanti;
- l'analisi dell'equilibrio tra domanda e offerta di energia elettrica in condizioni meteorologiche estreme in inverno ed estate;
- la promozione di una capacità di trasmissione tra gli Stati membri idonea a garantire la sicurezza degli approvvigionamenti anche attraverso un quadro di regole per favorire la realizzazione degli investimenti in infrastrutture.

L'azione della Commissione in materia energetica nel 2003 ha, inoltre, prodotto i seguenti risultati:

- l'adozione della direttiva 2003/92/CE che modifica la "Sesta Direttiva IVA" limitatamente alle norme per individuare il luogo di cessione di gas ed energia elettrica negli scambi transfrontalieri;
- la decisione 796/2003 che istituisce il Gruppo dei Regolatori Europei per il gas e l'elettricità;
- l'adozione a giugno 2003 della decisione 1229/2003/CE che stabilisce gli orientamenti comunitari in materia di reti transeuropee dell'energia elettrica e individua i progetti prioritari idonei per il finanziamento del Programma TEN-E, di cui è stata proposta un'ulteriore revisione;
- il rilancio degli investimenti nelle reti e nelle infrastrutture che ha visto, oltre al consueto programma per il finanziamento delle reti transeuropee nel settore dell'energia, l'elaborazione di un nuovo programma per l'avviamento delle iniziative noto come *Quick Start Programme*;
- l'adozione del Programma "Energia Intelligente per l'Europa 2003-2006" per il finanziamento di misure correlate allo sviluppo delle fonti rinnovabili e alla loro integrazione nei sistemi energetici, comprese le reti di distribuzione e di trasmissione;
- il rafforzamento della collaborazione energetica tra l'Unione Europea e i Paesi terzi, nell'ambito del dialogo con la Russia, con i Paesi del Bacino Mediterraneo e con i Balcani.

La panoramica delle iniziative comunitarie in materia di energia elettrica non si esaurisce con il quadro degli atti vincolanti, in quanto è arricchita da una serie di attività che costituiscono ormai una prassi consolidata a livello europeo riconducibile alla cooperazione multilaterale tra la Commissione Europea, gli Stati membri e le Organizzazioni settoriali nell'ambito dei lavori del Forum di Regolazione di Firenze e di Atene, e alle azioni di consultazione diretta avviate dalla Commissione Europea con gli operatori del settore elettrico.

Possono essere senza dubbio ricondotte a tali attività di consultazione anche le azioni svolte dai gestori di rete attraverso il coordinamento internazionale nell'ambito delle Associazioni UCTE, ETSO, SETSO e SUDEL (Cfr. capitolo 4).

Di grande rilevanza sono state inoltre nel corso dell'anno 2003 le misure adottate dall'UE in materia di politica ambientale e di sviluppo sostenibile con particolare riguardo alle misure per il perseguimento degli obiettivi del Protocollo di Kyoto consistenti in:

- una disciplina comune per lo scambio dei diritti di emissione di gas a effetto serra (direttiva 2003/87/CE adottata il 13 ottobre 2003) e un nuovo sistema di monitoraggio delle emissioni di gas a effetto serra (decisione 280/2003);
- l'avanzamento dei lavori concernenti la proposta di direttiva per il riconoscimento dei crediti derivanti dai meccanismi flessibili (*Joint Implementation and Clean Development Mechanisms*) del Protocollo di Kyoto.

Infine sempre nel corso del 2003 si è concluso l'iter di approvazione della direttiva sulla promozione della cogenerazione.

Direttiva 2003/54/CE del 26 giugno 2003 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, che abroga la direttiva 96/92/CE

Le principali disposizioni contenute nella nuova direttiva elettrica di liberalizzazione del mercato elettrico in Europa possono essere così sintetizzate:

- *Apertura del mercato dal lato della domanda e reciprocità:* a partire dal 1° luglio 2004, sono considerati liberi di scegliere il proprio fornitore tutti i clienti non civili (ovvero tutti i clienti che acquistano energia non destinata all'uso civile, inclusi i produttori e i grossisti). Dal 1° luglio 2007 l'idoneità è estesa a tutti i clienti.
- *Unbundling dei gestori della rete di trasmissione e dei gestori delle reti di distribuzione:* viene rafforzato il principio di

indipendenza e di separazione dell'attività di trasmissione e dispacciamento dalle attività liberalizzate del mercato elettrico attraverso l'imposizione di un obbligo di "separazione giuridica", nell'impresa elettrica verticalmente integrata, delle società che gestiscono la rete di trasmissione (art. 10) e di distribuzione (art. 15) dalle altre società del gruppo. L'obbligo di separazione giuridica, che si aggiunge a quello di una separazione contabile e gestionale delle attività di trasmissione, è compatibile inoltre con la possibilità di pervenire a una "gestione combinata delle reti di trasmissione e distribuzione" da parte di un gestore che sia indipendente, sotto il profilo della forma giuridica, dell'organizzazione e del potere decisionale, dalle altre attività del mercato elettrico (art. 17). Per garantire l'indipendenza del Gestore della rete, la nuova direttiva dispone all'articolo 10 una serie di condizioni minime tra le quali quella di predisporre un "programma di adempimenti" contenente le misure adottate per escludere comportamenti discriminatori e garantire che ne sia adeguatamente controllata l'osservanza, con indicazione degli obblighi specifici dei dipendenti e del management per raggiungere questo obiettivo.

- *Obblighi di servizio pubblico*: nell'apertura del mercato elettrico particolare rilevanza assume il ruolo degli Stati membri nell'imposizione e nell'assegnazione degli obblighi di servizio pubblico alle imprese operanti nel settore, che siano chiaramente definiti, trasparenti, non discriminatori e verificabili. La casistica degli obblighi di servizio pubblico, come individuata nell'articolo 3 della direttiva riguarda la "sicurezza", intesa come sicurezza degli approvvigionamenti e sicurezza tecnica, la "regolarità", la "qualità" e il "prezzo delle forniture", la "tutela ambientale, compresa l'efficienza energetica e la protezione del clima". Viene, inoltre, individuato come obbligo di servizio universale, "il diritto alla fornitura di energia elettrica di una qualità specifica, a prezzi ragionevoli", diritto che potrà

essere garantito a livello nazionale anche attraverso un fornitore di ultima istanza. Gli Stati membri dovranno informare la Commissione Europea di tutte le misure adottate per adempiere all'obbligo del servizio universale e agli obblighi di servizio pubblico.

- *Sicurezza degli approvvigionamenti*: la sicurezza degli approvvigionamenti viene qualificata tra gli obblighi di servizio pubblico secondo quanto stabilito dall'articolo 3.
- *Sicurezza tecnica delle reti*: viene imposto agli Stati membri l'obbligo di definire criteri tecnici di sicurezza ed elaborare e pubblicare norme tecniche che stabiliscano i requisiti minimi di progettazione e di funzionamento per la connessione alla rete degli impianti di generazione, delle reti di distribuzione delle apparecchiature dei clienti direttamente connessi, dei circuiti di interconnessione e delle linee dirette (art. 5).
- *Costruzione di nuova capacità di generazione*: per la costruzione di nuovi impianti di generazione viene individuata la procedura autorizzativa come modalità prevalente, salvo mantenere una facoltà degli Stati membri di ricorrere alla procedura di gara a evidenza pubblica nei casi in cui sia necessario garantire la sicurezza degli approvvigionamenti. In caso di gara, dovrà essere istituita un'autorità o designato un organismo pubblico o privato indipendente dalle attività del mercato elettrico che sia responsabile dell'organizzazione e della sorveglianza della procedura di gara, ivi comprese le autorità di regolamentazione di cui all'articolo 23 o il Gestore della rete quando sia pienamente indipendente anche sotto il profilo proprietario dalle altre attività del mercato elettrico.
- *Accesso alla rete di trasmissione*: viene imposta a livello comunitario un'unica modalità di accesso alle reti di trasmissione nazionale (art. 20): la procedura di accesso regolato, basato su tariffe pubblicate praticate a tutti i clienti idonei secondo le metodologie adottate dalle autorità di regola-

mentazione. La possibilità di ricorrere a modalità di accesso negoziato alla rete di trasmissione non è più prevista nel nuovo quadro normativo comunitario, salvo l'eccezione per le nuove interconnessioni di rete che trova un'apposita disciplina quanto a condizioni, criteri e modalità nell'articolo 7 del Regolamento CE 1228/2003.

- *Autorità di regolamentazione*: l'articolo 23 individua l'obbligo per gli Stati membri di designare uno o più organismi con la funzione di autorità di regolamentazione indipendente dalle attività del mercato elettrico.

La Commissione presenta ogni anno al Parlamento Europeo e al Consiglio una relazione generale sullo stato di attuazione della direttiva che copre anche gli aspetti relativi al grado di concorrenza e alla posizione dominante sul mercato, alle concentrazioni e ai comportamenti anticoncorrenziali, agli obblighi di servizio pubblico, all'equilibrio tra domanda e offerta sul mercato, ai livelli di capacità di interconnessione tra gli Stati membri.

Nell'attesa che la nuova direttiva elettrica sia attuata a livello nazionale, si rileva che molti degli aspetti sopra elencati sono già oggi oggetto di monitoraggio da parte della Commissione che a marzo 2004 ha presentato la terza edizione del rapporto di *benchmarking* sullo stato di attuazione del mercato interno dell'energia elettrica. Il rapporto evidenzia il grado di liberalizzazione del mercato elettrico in 25 Stati facenti oggi parte dell'UE, a cui si aggiungono la Norvegia e i paesi candidati di prossima annessione (Bulgaria, Romania e Turchia) oltre ai paesi confinanti del sud est europeo (Croazia, Bosnia, Serbia e Montenegro, Fyrom, Albania).

Le due seguenti tabelle riportano gli indicatori strutturali nei mercati elettrici europei, sulla base dei dati riportati nel terzo rapporto della Commissione del 3 marzo 2003.

	Apertura del Mercato (%)	Separazione del TSO	Pubblicazione Bilancio	Regolazione TPA	Capacità di generazione installata % operatore leader ⁽¹⁾	Capacità di generazione installata % primi 3 operatori
Austria	100	L	Si	ex-ante	6 ⁽²⁾	33
Belgio	80	L	Si	ex-ante	59	66
Danimarca	100	L	Si	ex-ante	n.d.	25
Finlandia	100	P	Si	ex-post	11	29
Francia	37	G	Si	ex-ante	78	86
Germania	100	L	Si	ex-post	23	61
Grecia	34	L/G	No	ex-ante	85	87
Irlanda	56	L/G	Si	ex-ante	80	90
Italia	66	P/L	Si	ex-ante	43	72
Lux	57	C	Si	ex-ante	0	n.d.
Olanda	63	P	Si	ex-ante	n.d.	33
Portogallo	45	P	Si	ex-ante	59	74
Spagna	100	P	Si	ex-ante	37	79
Svezia	100	P	Si	ex-post	16	50
Regno Unito	100	P	Si	ex-ante	16	37
Norvegia	100	P	Si	ex-ante	12	24
Estonia	10	C	No	ex-ante	15	21
Lettonia	11	L	No	ex-ante	n.d.	n.d.
Lituania	17	L	Si	ex-ante	n.d.	29
Polonia	51	G	No	ex-ante	4	24
Rep. Ceca	30	L	Si	ex-ante	43	53
Slovacchia	41	L	Si	ex-ante	29	40
Ungheria	30	C	Si	N/A	5	41
Slovenia	64	L	Si	ex-ante	16	43
Cipro	0	G	Si	ex-ante	100	100
Malta	0	Deroga	No	N/A	100	100

(1) Include la capacità importata.

(2) Prima della fusione di Energie Austria.

	Modello di Mercato	N. società con potenza installata >5%	Potenza installata (GW)	Net transfer capacity (NTC) (GW)	Rapporto import/potenza (%)
Austria	Bilaterale	5	17	5.1	30
Belgio	Bilaterale	2	16	4.6	29
Danimarca	Misto	2	8	4.1	51
Finlandia	Misto	4	14	2.1	15
Francia	Bilaterale	1	112	10.3	9
Germania	Bilaterale	4	109	12.2	11
Grecia	Bilaterale	1	10	1.0	10
Irlanda	Bilaterale	2	5	0.3	6
Italia	Bilaterale	5	80	6.0	8
Lux Bilaterale	n.d.	1,2	1.0	90	
Olanda	Bilaterale	4	20	4.7	24
Portogallo	Bilaterale	3	11	0.9	8
Spagna	Pool/CFD	4	56	1.8	3
Svezia	Misto	3	27	7.8	29
Regno Unito	Bilaterale	6	80	2.3	3
Norvegia	Misto	7	23	4.2	18
Estonia	Bilaterale	2	3	2.0	75
Lettonia	Bilaterale	1	3	3.6	>100
Lituania	Pool/CFD	3	6	3.1	50
Polonia	Bilaterale	8	35	3.5	10
Rep. Ceca	Bilaterale	1	16	3.6	23
Slovacchia	Bilaterale	1	8	3.5	44
Ungheria	Bilaterale	6	8	1.8	22
Slovenia	Bilaterale	3	3	1.6	53
Cipro	Bilaterale	1	1	-	-
Malta	Bilaterale	1	1	-	-

Regolamento CE 1228/2003 relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica

Al fine di rafforzare la liberalizzazione del mercato interno dell'energia elettrica e imporre agli Stati membri un approccio armonizzato a livello europeo in materia di scambi transfrontalieri di energia elettrica, il legislatore comunitario si è affidato al regolamento, in luogo della direttiva, che si caratterizza per la

sua efficacia diretta e applicabilità non condizionata da provvedimenti di recepimento o di attuazione negli ordinamenti nazionali.

Le disposizioni del regolamento comunitario si renderanno direttamente applicabili nell'ordinamento nazionale a decorrere dal 1° luglio 2004.

Tra le prescrizioni di maggiore rilievo si evincono le seguenti:

- i principi in base ai quali impostare il sistema di compensazione tra i gestori di rete per i flussi transfrontalieri di energia elettrica causati sulle reti di trasmissione (art. 3) oggi oggetto del Cross Border Trade Agreement sottoscritto in ambito ETSO;
- i principi per l'impostazione di un sistema armonizzato in materia di oneri di trasmissione e di corrispettivi di accesso alle reti (art. 4);
- gli obblighi di informazione e di comunicazione tra i gestori dei valori relativa alla capacità di interconnessione (art. 5);
- i principi generali per la gestione delle congestioni di rete (art. 6);
- le condizioni, i criteri e le modalità per la concessione dell'esenzione dalle regole di accesso regolato alla rete per i nuovi *interconnector* (art. 7).

Per l'attuazione dei criteri individuati, il Regolamento prevede, all'art. 13, la costituzione di un Comitato tra la Commissione e gli Stati membri per la formalizzazione degli orientamenti relativi al meccanismo di compensazione tra i gestori di rete per i flussi transfrontalieri di energia elettrica, all'armonizzazione dei corrispettivi di accesso alle reti e degli oneri di trasmissione e per la risoluzione delle congestioni.

Gli orientamenti dovranno definire, ai sensi di quanto previsto dall'articolo 8:

- la procedura di riconoscimento dei gestori di rete tenuti a versare le compensazioni per i flussi transfrontalieri di energia elettrica, essendo stabilito a livello comunitario il diritto per i gestori che ospitano i flussi in transito per i costi sostenuti sulle loro reti, senza che tali compensazioni siano attribuite alla singola transazione commerciale tra produttore e consumatore;

- la procedura di pagamento da seguire per le compensazioni relative ai flussi transfrontalieri di energia elettrica;
- le metodologie per la determinazione quantitativa e qualitativa dei flussi transfrontalieri di energia elettrica;
- la metodologia per la determinazione dei costi e dei benefici derivanti dal vettoriamento dei flussi transfrontalieri, dove i costi sono calcolati sulla base dei costi medi incrementali prospettici di lungo periodo, tenendo conto delle perdite, degli investimenti in nuove infrastrutture e di una congrua remunerazione delle infrastrutture esistenti.

Gli orientamenti dovranno inoltre fissare norme per armonizzare progressivamente i corrispettivi di accesso alle reti prevedendo appropriati segnali di prezzo differenziati per località (*locational signals*). Il regolamento non impone che tipo di *locational signals* adottare a livello europeo, ovvero quali segnali economici utilizzare per guidare le decisioni di investimento, in quanto mira piuttosto a imporre che i *locational signals* siano adottati senza impedire agli Stati membri di prevedere analoghi segnali nel proprio territorio (es. sistema dei prezzi zonali) né di applicare meccanismi per assicurare corrispettivi di accesso alla rete uniformi nel proprio territorio.

In materia di gestione delle congestioni di rete, il Regolamento spinge verso un maggiore coordinamento dei gestori di rete (art. 5) obbligando gli stessi ad adottare meccanismi di scambio delle informazioni rilevanti che potranno riguardare: modelli comuni di calcolo della capacità totale di trasmissione e del margine di affidabilità della trasmissione, stime comuni della capacità di trasmissione disponibile, norme di sicurezza, operative e di programmazione.

Viene inoltre prescritto all'articolo 6 che i problemi di congestione vengano risolti preferibilmente con metodi non connessi alle transazioni, ovvero con metodi che non portino a una selezione dei contratti di specifici partecipanti al mercato. Il regolamento

auspica l'adozione di un metodo permanente per la gestione delle congestioni di rete in Europa, considerando alcune tipologie di metodi di mercato, tra cui il *countertrading*, il *market splitting*, o una combinazione di entrambe le misure, e il sistema delle aste esplicite.

Non rientrano nella procedura del Comitato le disposizioni contenute nell'articolo 7 del Regolamento, in materia di nuove interconnessioni che saranno direttamente applicabili ed efficaci a partire dal 1° luglio 2004.

L'articolo 7 dispone l'esenzione delle nuove interconnessioni a corrente continua e alternata dal diritto di accesso dei terzi (art. 7, commi 1 e 3) e detta le condizioni, i criteri e le modalità per la concessione dell'esenzione.

L'esenzione concessa ai sensi del Regolamento comunitario può riguardare tutta o parte della nuova capacità di interconnessione e può essere assoggettata a una durata oltre che a regole e meccanismi di gestione e di assegnazione della capacità.

Resta fermo l'obbligo di adottare qualsiasi decisione di esenzione previa consultazione degli Stati membri o delle autorità di regolamentazione interessate e previa notifica alla Commissione Europea immediatamente a partire dal 1° luglio 2004 delle decisioni di esenzione accordate tra il 15 luglio 2003 e il 1° luglio 2004. La notifica della decisione alla Commissione Europea effettuata ai sensi dell'articolo 7 del Regolamento non pregiudica l'applicazione dalle normali regole comunitarie in materia di concorrenza (articoli 81 e 82 del Trattato UE) e di aiuti di stato (articoli 86 - 89 del Trattato UE) che si renderanno quindi perfettamente applicabili alla fattispecie.

Per effetto dell'articolo 7, la Commissione Europea ha il potere di chiedere all'autorità di regolamentazione o allo Stato membro interessato di modificare o annullare la decisione di esenzione entro due mesi dal ricevimento della notifica, prorogabili di un altro mese, in caso di richiesta di informazioni supplementari.

Decisione 796/2003 dell'11 novembre 2003 che istituisce il Gruppo dei Regolatori Europei per il gas e l'elettricità

Il sedicesimo considerando della direttiva 2003/54/CE prevedeva l'intenzione della Commissione di istituire un gruppo delle autorità europee di regolamentazione per l'energia elettrica e il gas, quale meccanismo idoneo a incentivare la cooperazione e il coordinamento delle autorità nazionali di regolamentazione, al fine di promuovere lo sviluppo del mercato interno dell'energia elettrica e del gas e di contribuire all'applicazione coerente in tutti gli Stati membri, delle disposizioni delle direttive emanate.

In seguito è stato istituito il Gruppo dei Regolatori con le finalità di esercitare funzioni consultive nei confronti della Commissione Europea. È composto dai direttori delle autorità di regolamentazione nazionali competenti o dai loro rappresentanti; può agire o su propria iniziativa o su richiesta della Commissione, fornendo a questa consulenza e assistenza nell'opera di consolidamento del mercato interno dell'energia, con particolare riguardo alla realizzazione di proposte normative nel settore del gas e dell'elettricità.

Il Gruppo dei Regolatori Europei per il gas e l'elettricità costituisce dunque una piattaforma di cooperazione nei confronti della Commissione Europea diversa dai Forum di Firenze e Madrid e dal Comitato previsto dal Regolamento CE 1228/2003.

Decisione 1229/2003 del 26 giugno che stabilisce un insieme di orientamenti relativi alle reti transeuropee nel settore dell'energia e che abroga la decisione 1254/96/CE

Gli orientamenti comunitari per l'anno 2004 in materia di reti transeuropee dell'energia sono contenuti nella decisione 1229/2003 che stabilisce obiettivi, priorità e principali linee di azione comunitarie per il rafforzamento delle interconnessioni, dell'interoperabilità e dello sviluppo delle reti transeuropee dell'energia elettrica.

Nel settore elettrico sono individuate sette aree critiche sulle frontiere tra gli Stati membri per la presenza di vincoli di rete: la frontiera Francia - Spagna, la frontiera tra la Danimarca Occidentale e la Germania, la frontiera del Benelux, la frontiera settentrionale dell'Italia, l'interconnessione tra il Regno Unito e l'Europa continentale e quella con la Grecia e l'Irlanda.

Le linee di azione contenute nella decisione riguardano:

- l'individuazione dei progetti di interesse comune, secondo criteri definiti nell'allegato II, tra cui rileva in materia di reti elettriche, per quanto di interesse per l'Italia:
 - il collegamento Italia (Sardegna) - Francia (Corsica) - Italia (continentale);
 - lo sviluppo delle interconnessioni Francia - Italia, Italia - Slovenia, Italia - Svizzera.
- l'individuazione di progetti ammissibili al finanziamento comunitario secondo le regole definite nel regolamento 2236/95 e di cui sono elencati per l'Italia i seguenti progetti:
 - rafforzamento del collegamento tra la Grecia e l'Italia;
 - cavo sottomarino Sardegna - Continente;
 - cavo sottomarino Corsica- Italia;
 - connessione Italia continente - Sicilia;
 - raddoppio dell'interconnessione Sorgente (IT)- Rizziconi (IT);
 - nuova interconnessione tra Francia e Italia;
 - linea Lienz (AT) - Cordignano (IT);
 - nuova connessione tra Italia e Austria al passo del Brennero;
 - linea Trino Vercellese (IT)- Lacchiarella (IT);
 - linea Turbigo (IT) - Rho (IT) - Bovisio (IT);
 - linea Voghera (IT) - La Caselle (IT);
 - linea San Fiorano (IT) - Nave (IT);
 - linea Venezia Nord (IT) - Cordignano (IT);
 - linea Redipuglia (IT) - Udine Ovest (IT);
 - nuove connessioni sull'asse (IT) italiano est-ovest;
 - linea Tavarnuzze (IT) - Casellina (IT);

- linea Tavarnuzze (IT) - Santa Barbara (IT);
- linea Rizziconi (IT) - Feroletto (IT) - Laino (IT);
- nuove connessioni sull'asse italiano nord-sud;
- cavo sottomarino tra l'Italia e l'Algeria;
- installazione di FACS tra Italia e Slovenia;
- nuova interconnessione tra l'Italia e Slovenia;
- nuova interconnessione tra l'Italia e la Croazia.

Il contributo comunitario attualmente vigente per i progetti TEN è pari al 10% del costo del progetto. È tuttora in corso di esame a Bruxelles una nuova proposta di regolamento finanziario che prevede un innalzamento del contributo al 20%.

In qualità di soggetto responsabile dello sviluppo della rete di trasmissione nazionale, che include la rete di interconnessione con l'estero, il GRTN ha fornito il supporto al Ministero delle attività produttive nell'individuare la lista dei progetti prioritari.

In linea generale il Programma TEN rappresenta un'importante fonte di finanziamento per il GRTN per lo sviluppo delle interconnessioni e per le opere di rilevanza strategica ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti.

È attraverso il finanziamento comunitario che è stato realizzato il progetto di fattibilità relativa alla nuova linea a 380 kV S. Fiorano - Robbia, tra Italia e Svizzera, e Cordignano-Lienz, tra Austria e Italia. È tuttora in corso lo studio di fattibilità per una nuova interconnessione tra l'Italia e l'Austria, attraverso il passo del Brennero, finanziato nell'ambito del Programma TEN.

Altre iniziative comunitarie per il rilancio degli investimenti nel settore elettrico: Quick Start Programme

Nel novembre 2003 la Commissione ha presentato la Relazione "Iniziativa Europea per la Crescita" contenente un "Programma ad avviamento rapido" meglio noto come *Quick Start Programme*,

realizzato in stretta collaborazione con la Banca Europea degli Investimenti (BEI) per individuare:

- un elenco di progetti nell'ambito dei Programmi TEN Trasporti, TEN Energia, TEN Telecomunicazioni che potranno essere avviati in tempi brevi;
- i finanziamenti comunitari (vigenti e nuovi) per favorire la realizzazione di tali progetti.

È sulla base degli orientamenti approvati al Consiglio Europeo di Bruxelles, del 16 e 17 ottobre 2003, che i Capi di Stato e di Governo hanno sottolineato la necessità di rafforzare i collegamenti tra le reti transeuropee, nei settori dell'elettricità e del gas, considerati fondamentali per evitare il rischio *black out* in Europa.

Il *Quick Start Programme* sarà approvato nel corso del Consiglio Europeo di Primavera che si terrà a marzo 2004, come pacchetto di impegni e di misure che le Istituzioni Comunitarie e gli Stati membri intendono intraprendere per rilanciare gli investimenti nel settore delle reti.

Il Programma individua 56 progetti transfrontalieri (di cui 17 nell'energia). Trattandosi di investimenti ad alta intensità di capitali, il programma individua altresì gli strumenti finanziari comunitari da promuovere per favorire la realizzazione di progetti pubblici e privati.

Appare opportuno sottolineare che il Programma ad avviamento rapido non si sostituisce e non abroga gli orientamenti comunitari in materia di *Transeuropean Energy Network* ma, partendo dai 12 assi dei progetti prioritari (7 per le reti elettriche e 5 per le reti del gas), seleziona quei progetti di interesse europeo considerati ad avviamento rapido e di particolare importanza per la crescita in Europa.

La lista dei progetti allegata al *Quick Start Programme* è stata redatta dalla Commissione Europea e dalla Banca Europea degli Investimenti tenuto conto di quattro criteri: la maturità del progetto, la dimensione transfrontaliera, l'impatto sulla crescita e l'innovazione, i benefici ambientali.

Con particolare riguardo al criterio della maturità del progetto, sono stati selezionati quei progetti che possono essere avviati immediatamente, o entro tempi brevi, per i quali il piano degli investimenti sia in corso entro la fine del 2006.

I progetti riguardanti l'Italia che sono stati estrapolati sono quelli relativi a:

- linea S. Fiorano - Robbia;
- PST tra Italia e Slovenia;
- gasdotto Libia - Italia;
- rafforzamento dei gasdotti Turchia - Grecia - Italia.

In sede di discussione politica sono state proposte da parte italiana alcune modifiche alla lista al fine di comprendere:

- la linea Lienz - Venezia Nord;
- il rafforzamento dell'interconnessioni Italia - Slovenia (Redipuglia - Udine Ovest).

Il livello complessivo degli investimenti previsti per la realizzazione degli interventi previsti nel *Quick Start Programme* al 2010 ammonta a circa 62 mld di cui 10 miliardi di Euro per i progetti chiave delle reti transeuropee nel settore dell'energia. Il contributo finanziario della Comunità alla realizzazione delle opere nel settore delle reti transeuropee (TEN) è realizzato attraverso le seguenti forme di aiuto:

- prestiti della Banca Europea a tassi agevolati;
- garanzie di prestito del Fondo europeo per gli investimenti;
- contributi a fondo perduto tramite i fondi strutturali che fino al 2006 stanzeranno circa 60 miliardi di Euro per gli investimenti nelle infrastrutture (di cui 1,8 miliardi per le infrastrutture energetiche).

Decisione 1230/2003 del 26 giugno 2003 che adotta un programma pluriennale di azioni nel settore dell'energia: Energia Intelligente per l'Europa (2003-2006)

Il Programma pluriennale è stato adottato per favorire lo sviluppo

sostenibile dell'energia con particolare riguardo al conseguimento degli obiettivi relativi alla sicurezza degli approvvigionamenti, alla tutela dell'ambiente attraverso il finanziamento comunitario di progetti riconducibili a uno dei seguenti 4 settori:

- SAVE in materia di efficienza energetica e uso razionale dell'energia in particolare nei settori dell'edilizia e dell'industria;
- ALTENER in materia di promozione delle fonti energetiche rinnovabili (compresa la loro integrazione nei sistemi energetici);
- STEER che sostiene le iniziative riguardanti l'energia rinnovabile applicata ai trasporti;
- COOPENER che sostiene la promozione delle fonti rinnovabili e l'efficienza energetica nei paesi in via di sviluppo (Africa, Asia, America Latina e Pacifico).

La dotazione finanziaria complessivamente disponibile per il periodo 2003-2006 è pari a 200 milioni di Euro. Dall'anno 2004 è disposto un contributo supplementare in relazione al numero di progetti anche in considerazione dei nuovi Stati membri.

Nei settori individuati il legislatore comunitario ha inteso attribuire una grande importanza alle reti di trasmissione e di distribuzione con particolare riguardo al problema dell'integrazione delle fonti energetiche rinnovabili.

Sono idonei al finanziamento comunitario le azioni volte a favorire l'attuazione delle misure nazionali di recepimento della direttiva 77/2001/CE sulla promozione delle fonti rinnovabili, recepita in Italia con il Decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

Rientrano inoltre nel campo di idoneità del programma pluriennale azioni relative allo sviluppo e alla valutazione di interazioni tra sistemi di garanzia di origine, certificazione delle fonti rinnovabili e certificazioni delle emissioni, oltre che campagne promozionali in materia di "Fonti Rinnovabili" e "Garanzia di Origine".

Direttiva 2003/87/CE che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità e che modifica la direttiva 96/61/CE del Consiglio e proposta di direttiva riguardo ai meccanismi basati sui progetti del Protocollo di Kyoto

Secondo quanto sancito dalla direttiva 2003/87/CE, nata dall'esigenza dell'Unione Europea di ridurre le emissioni di gas a effetto serra, secondo criteri di efficienza economica - adempiendo agli obblighi assunti con la firma della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sulle variazioni climatiche e del Protocollo di Kyoto - gli Stati membri sono chiamati ad adottare un sistema di autorizzazione, per gli impianti individuati dalla medesima direttiva, a emettere gas a effetto serra entro limiti assegnati. In base alle disposizioni previste, le imprese saranno, quindi, obbligate annualmente a restituire un numero di quote corrispondenti a quelle effettivamente registrate per farle annullare. Nel caso in cui non dovessero disporre di un numero sufficiente di quote, saranno passibili di sanzioni. Per fronteggiare questa esigenza un'impresa potrà, quindi, oltre che adottare misure di risparmio energetico, acquistare i crediti di emissione da chi dovesse disporre in eccedenza rispetto alle proprie esigenze.

Al fine di favorire il processo, la direttiva prevede che gli Stati membri predispongano un registro, che consenta la contabilizzazione delle quote di emissione rilasciate, possedute, cedute e cancellate, debitamente interconnesso con quello degli altri paesi.

Di seguito si riportano sinteticamente gli aspetti più rilevanti sanciti dalla direttiva.

- *Ambito di applicazione:* vi rientrano i settori individuati nell'allegato I, tra cui quello delle attività energetiche che comprende anche gli impianti di combustione con potenza superiore a 20 MW. I gas a effetto serra sono, invece, elencati nell'allegato II e comprendono biossido di carbonio, metano, protossido di azoto, idrofluorocarburi, perfluorocarburi, esafluoro di zolfo.
- *Autorizzazione a emettere gas a effetto serra:* è rilasciata da una o più autorità competenti a livello nazionale, previa verifica

della capacità del gestore dell'impianto di controllare e comunicare le emissioni.

- *Piano di assegnazione nazionale*: ciascuno Stato membro elabora, per il periodo di riferimento, un piano nazionale, da pubblicare e notificare alla Commissione, fondato su criteri obiettivi e trasparenti, che determina le quote totali di emissioni che intende assegnare in tale periodo e le modalità utilizzate.
- *Cessione, restituzione e soppressione di quote di emissioni*: gli Stati membri provvedono affinché le quote di emissioni, la cui validità è subordinata al periodo di riferimento, possano essere cedute tra persone all'interno della Comunità e tra persone all'interno della Comunità e persone nei paesi terzi, conformemente alla procedura di riconoscimento contemplata dalla medesima direttiva. Al contempo gli Stati provvedono affinché, entro il 30 aprile di ogni anno, il gestore di ciascun impianto restituisca un numero di quote di emissioni pari alle emissioni totali di tale impianto nel corso dell'anno civile precedente, e che tali quote vengano successivamente cancellate.
- *Sanzioni*: gli Stati membri determinano le norme relative alle sanzioni da irrogare in caso di violazione delle disposizioni nazionali di attuazione della direttiva e prendono tutti i provvedimenti necessari per la loro applicazione. Il pagamento dell'ammenda per le emissioni in eccesso, non dispensa il gestore dall'obbligo di restituire un numero di quote corrispondente alle emissioni in eccesso. Gli Stati membri assicurano la pubblicazione dei nomi dei gestori che hanno violato i requisiti per la restituzione di quote sufficienti.
- *Registri*: gli Stati membri provvedono a istituire e conservare un registro per assicurare la contabilizzazione precisa delle quote rilasciate, possedute, cedute e cancellate. Tali registri possono essere conservati dallo Stato membro per mezzo di un sistema consolidato, unitamente a uno o più Stati membri.
- *Amministratore centrale*: la Commissione designa un amministratore centrale incaricato di tenere un catalogo indipendente

nel quale sono registrati gli atti di rilascio, trasferimento e cancellazione delle quote di emissioni. L'amministratore centrale esegue un controllo automatico sui singoli atti inseriti nei registri mediante il catalogo indipendente degli atti, onde verificare che il rilascio, il trasferimento e la cancellazione delle quote di emissioni non siano viziati da irregolarità.

- *Relazioni degli Stati membri*: ogni anno gli Stati membri presentano alla Commissione una relazione sull'applicazione della direttiva. La prima relazione è trasmessa alla Commissione entro il 30 giugno 2005.
- *Riesame ed evoluzione*: sulla base dei progressi realizzati nel monitoraggio delle emissioni dei gas a effetto serra, la Commissione può presentare al Parlamento europeo e al Consiglio, entro il 31 dicembre 2004, una proposta intesa a modificare l'allegato I alla direttiva per includervi altre attività ed emissioni di altri gas a effetto serra elencati nell'allegato II.
- *Esclusione temporanea di taluni impianti*: gli Stati membri possono richiedere alla Commissione l'esclusione temporanea di taluni impianti, al più tardi fino al 31 dicembre 2007, dal sistema comunitario.
- *Meccanismi flessibili CDM (Clean Development Mechanism) e JI (Joint Implementation)*: il loro utilizzo è considerato in via complementare all'azione interna. In discussione, però, la proposta di direttiva che integra il contenuto di quella in esame per favorire l'impiego di tali meccanismi flessibili per il raggiungimento dei target di emissione fissati in ambito comunitario.
- *Forza maggiore*: nel periodo 2005-2007 gli Stati membri possono chiedere alla Commissione che a determinati impianti siano assegnate emissioni aggiuntive per cause di forza maggiore. La Commissione determina la fondatezza della forza maggiore e, se questa viene dimostrata, autorizza lo Stato membro ad assegnare emissioni aggiuntive non trasferibili agli operatori di tali impianti.

Direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia e che modifica la direttiva 92/742/CEE

La direttiva in oggetto mira a contribuire alla sicurezza dell'approvvigionamento energetico e alle politiche in materia di cambiamento climatico affiancandosi alla politica di promozione delle fonti energetiche rinnovabili. La cogenerazione non viene, però, considerata un obiettivo di per sé, ma un efficace strumento di risparmio energetico sostituendo la produzione separata di energia e calore. Con le misure individuate si intende promuovere la cogenerazione dove si individua un potenziale economicamente giustificato per risparmiare energia e ridurre le emissioni di CO₂.

La direttiva favorisce, quindi, lo sviluppo della cogenerazione per il soddisfacimento di una domanda reale di calore, evitando il verificarsi di comportamenti meno attenti all'uso razionale dell'energia. In tal senso vengono promossi soltanto quegli impianti in grado di offrire reali vantaggi rispetto alla produzione separata di calore e di elettricità, identificati attraverso l'applicazione di un meccanismo di calcolo di questi benefici.

Nel rispetto del principio di sussidiarietà, gli Stati membri sono chiamati all'adozione di meccanismi di sostegno pubblico nel rispetto delle norme europee sulla concorrenza e in coerenza con le politiche energetiche nazionali.

Tra le misure individuate e che gli Stati membri devono adottare per lo sviluppo della cogenerazione è previsto:

- il rilascio della garanzia di origine, reciprocamente riconosciuta all'interno dell'Unione Europea;
- l'analisi del potenziale produttivo nazionale di cogenerazione ad alto rendimento;
- l'elaborazione di relazioni periodiche (triennali) sui progressi di sviluppo del parco di generazione e delle misure adottate per promuovere la cogenerazione;
- l'applicazione dei criteri di rendimento contenuti nella direttiva;

- l'adozione delle misure necessarie per garantire la connessione degli impianti di cogenerazione alle reti di trasmissione e di distribuzione. In tal senso, per fronteggiare eventuali ostacoli, è previsto che gli Stati membri possano imporre ai gestori delle reti di trasmissione e di distribuzione di stabilire e pubblicare le regole standard per l'assunzione dei costi di allacciamento alla rete degli impianti di cogenerazione e il suo potenziamento, e eventualmente potendone imputare l'onere totale o parziale a carico dei gestori di rete;
- l'eventuale definizione di un sistema di tariffazione dei costi di trasmissione e di distribuzione che non penalizzi la cogenerazione. In tale contesto, gli Stati membri sono chiamati a valutare le procedure autorizzative per la costruzione di nuova capacità di generazione previste all'articolo 6 della direttiva 54/2003 al fine di favorire la progettazione di nuovi impianti di cogenerazione, ridurre gli ostacoli regolamentari, razionalizzare e accelerare le procedure amministrative.

Gli Stati membri sono chiamati a predisporre le misure nazionali di recepimento della direttiva entro il 21 febbraio 2006.

Proposta di direttiva concernente misure per la sicurezza degli approvvigionamenti in campo elettrico e per gli investimenti nelle infrastrutture

La proposta di direttiva in oggetto, presentata dalla Commissione Europea al Parlamento Europeo e al Consiglio UE il 10 dicembre 2003, nasce dalla necessità di creare un quadro di regole comuni che possano rispondere all'esigenza di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti in Europa a valle dei disservizi (Italia, Svezia - Danimarca, Inghilterra, Finlandia, Spagna) del 2003 nel contesto del mercato liberalizzato.

Scopo della proposta è far sì che il mercato interno dell'energia elettrica si sviluppi in modo da garantire i più alti standard di

sicurezza delle forniture di energia elettrica per gli utenti finali in un'ottica di medio e lungo periodo. In aggiunta quindi alle misure già previste, anche in materia di obblighi di servizio pubblico, nella direttiva 54/2003, la Commissione Europea considera cruciale un intervento comunitario su questioni tipicamente demandate alla responsabilità degli Stati membri.

L'ambito di applicazione della direttiva riguarda sia la sicurezza dell'approvvigionamento che gli investimenti nelle reti e nelle interconnessioni di rete. Nonostante non vi sia una definizione univoca di "sicurezza degli approvvigionamenti in campo elettrico" la proposta copre sia le questioni correlate alla sicurezza della fornitura al cliente finale che quelle attinenti alla sicurezza tecnica e all'affidabilità del sistema elettrico. La discussione preliminare in ambito UE ha messo in luce alcuni aspetti critici delle misure proposte dalla Commissione Europea lasciando intravedere un iter lungo del processo decisionale.

Parte 2 - Normativa nazionale

Legge 17 aprile 2003, n. 83 "Conversione in legge, con modificazioni, del Decreto legge 18 febbraio 2003, n. 25 recante disposizioni urgenti in materia di oneri generali del sistema elettrico e di realizzazione, potenziamento, utilizzazione e ambientalizzazione di impianti termoelettrici"

In vista dell'entrata in funzione del sistema delle offerte e al fine di consentire agli operatori di definire le partite economiche relative agli oneri generali afferenti il sistema elettrico, la legge 17 aprile 2003, n. 83 ha provveduto a una revisione degli oneri rispetto a quelli a suo tempo individuati dal D.M. 26 gennaio 2000. Pertanto, dal 1° gennaio 2004, gli oneri di sistema sono rappresentati da:

- a) i costi connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse;

- b) i costi relativi alle attività di ricerca e sviluppo finalizzata all'innovazione tecnologica di interesse generale per il sistema elettrico;
- c) l'applicazione di condizioni tariffarie favorevoli per determinate forniture di energia elettrica;
- d) la reintegrazione dei maggiori costi per la forzata rilocalizzazione all'estero delle attività di scarico a terra e rigassificazione del gas naturale importato dall'Enel Spa dalla Nigeria in base a impegni contrattuali antecedenti all'entrata in vigore della direttiva comunitaria sul mercato interno dell'energia.

In base alla citata legge cessa pertanto il regime di reintegrazione dei costi di generazione non recuperabili di cui all'art. 3 comma 1, lettera a) del decreto 26 gennaio 2000, i c.d. *stranded costs*, nonché dei costi relativi alla c.d. rendita idroelettrica di cui alla lettera b) del medesimo decreto.

Con il medesimo provvedimento d'urgenza sono stati individuati i criteri di priorità per i progetti di nuova installazione o di modifica di impianti di produzione esistenti che si avvalgano della procedura autorizzativa semplificata di cui al D.L. 7 febbraio 2002, n. 7. In particolare sono considerati prioritari i progetti di ambientalizzazione delle centrali esistenti che garantiscono la riduzione delle emissioni inquinanti e i progetti che comportano il riutilizzo di siti già dotati di collegamenti alla rete, o che comportano una diversificazione verso fonti primarie competitive o che contribuiscono a migliorare l'equilibrio tra domanda e offerta di energia elettrica.

Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 8 luglio 2003 in materia di "campi elettromagnetici"

Con il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri (DPCM) 8 luglio 2003, riguardante la "fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti" è stata

data attuazione alla previsione di cui all'art. 4, comma 2, lett. a) della legge 36/01.

Il DPCM introduce limiti diversi e più restrittivi rispetto a quelli (100 microtesla) già contenuti nel DPCM 23 aprile 1992. In particolare:

- il limite di esposizione, definito come il valore di campo elettrico, magnetico ed elettromagnetico, considerato come valore di immissione, stabilito ai fini della tutela della salute da effetti acuti, che non deve essere superato in alcuna condizione di esposizione della popolazione è fissato in 100 microtesla per l'induzione magnetica e 5 kV/m per il campo elettrico;
- il valore di attenzione, definito come il valore di campo elettromagnetico che non deve essere superato nelle aree gioco per l'infanzia, in ambienti abitativi, in ambienti scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze giornaliere non inferiori a 4 ore, è fissato in 10 microtesla;
- l'obiettivo di qualità, che deve essere rispettato nella progettazione di nuovi elettrodotti o nella progettazioni di nuovi insediamenti in prossimità di elettrodotti, è fissato in 3 microtesla e ha il duplice scopo di permettere una progressiva mitigazione dell'esposizione ai campi elettromagnetici e di definire standard urbanistici e criteri localizzativi.

Con apposito decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri su proposta del Ministro dell'Ambiente, saranno definiti i criteri di elaborazione dei piani di risanamento (art. 4, comma 4, della legge 36/01) per gli elettrodotti esistenti che non rispettano il valore di attenzione. Sulla base di tali criteri il GRTN dovrà poi presentare una proposta di piano di risanamento al Ministero dell'Ambiente per gli elettrodotti con tensione superiore a 150 Kv e alle Regioni per gli altri elettrodotti.

Inoltre, per gli elettrodotti facenti parte della RTN, il Gestore dovrà fornire con frequenza trimestrale alle singole Autorità regionali per l'ambiente (ARPA) e sulla base delle modalità fissate da queste ultime, 12 valori per ciascun giorno, corrispondenti

ai valori medi delle correnti registrati ogni 2 ore nelle normali condizioni di esercizio.

I suddetti limiti di esposizione, valori di attenzione e obiettivi di qualità non si applicano ai lavoratori esposti per ragioni professionali (art. 1, comma 2).

Legge 27 ottobre 2003, n. 290 "Conversione in legge, con modificazioni, del Decreto legge 29 agosto 2003, n. 239, recante disposizioni urgenti per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica. Delega al Governo in materia di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica e di espropriazione per pubblica utilità"

Con legge 290/03 è stato convertito in legge, con modificazioni, il Decreto legge 29 agosto 2003, n. 239 recante disposizioni urgenti per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica. Tale provvedimento, di notevole rilevanza per il Gestore della rete, detta in primo luogo misure per un diverso assetto e organizzazione della rete elettrica nazionale. In particolare demanda a un decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri la definizione dei criteri, delle modalità e delle condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione e per la gestione del soggetto che risulterà dalla unificazione.

Il processo di unificazione deve avvenire salvaguardando gli interessi pubblici legati alla sicurezza e affidabilità del sistema elettrico nazionale e l'autonomia imprenditoriale dei soggetti attualmente proprietari.

Coerentemente con tale previsione e al fine di renderla compatibile con l'attuale assetto normativo, la legge 290/03 introduce altresì alcune modifiche al Decreto legislativo 79/99 che, salvaguardando anche nel futuro assetto la possibilità che sussista una distinzione tra proprietario e gestore della rete, espressamente consentono che il Gestore possa essere proprietario della rete di trasmissione nazionale.

Viene altresì disposta la successiva privatizzazione del soggetto che risulterà dalla unificazione della proprietà e gestione della rete di trasmissione nazionale e, al fine di assicurarne la terzietà e neutralità rispetto agli altri operatori del settore. Viene inoltre previsto, che a decorrere dal 1° luglio 2007, nessuna società operante nel settore elettrico nei comparti diversi dalla trasmissione, possa detenere quote superiori al 20% del capitale di tale soggetto.

Inoltre, a modifica dell'art. 10 del decreto 79/99, la competenza a dettare le regole in materia di importazioni di energia elettrica dall'estero è attribuita al Ministero delle attività produttive.

Oltre a tali aspetti la legge 290/03 disciplina altresì:

- l'autorizzazione temporanea dell'esercizio di singole centrali di produzione anche in deroga ai limiti di emissioni in atmosfera e di qualità dell'aria fissati nei provvedimenti di autorizzazione (Cfr. capitolo 2);
- l'autorizzazione alla realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica; in particolare è prevista la decadenza dall'autorizzazione, rilasciata in base alla legge 9 aprile 2002, n. 55 ovvero dal D.P.R. 11 febbraio 1998, n. 53 concernente la realizzazione o il potenziamento di centrali termoelettriche di potenza superiore a 300 MW, qualora entro dodici mesi dal momento in cui il provvedimento è divenuto inoppugnabile il titolare non dia effettivamente inizio ai lavori di realizzazione dell'iniziativa;
- la possibilità, per soggetti privati, di realizzare a proprio carico linee elettriche di interconnessione con i sistemi elettrici di altri paesi attraverso un meccanismo di esenzione dalla disciplina che prevede il diritto di accesso dei terzi alle reti. Al riguardo la legge rinvia a un decreto del Ministero delle attività produttive la definizione delle modalità e dei criteri per il rilascio dell'esenzione;
- la semplificazione dei procedimenti di autorizzazione alla costruzione ed esercizio degli elettrodotti facenti parte della

Rete nazionale di trasporto dell'energia. In particolare la legge prevede che per tali opere l'autorizzazione sia rilasciata dalle amministrazioni statali competenti entro sei mesi dalla data di presentazione della domanda, venendo meno quindi la distinzione fino a oggi seguita tra elettrodotti fino a 150 kV di competenza regionale e oltre i 150 kV di competenza statale. Anche per la disciplina di tale aspetto la legge 290/03 fa rinvio ad un decreto del Presidente della Repubblica da emanarsi entro sei mesi dall'entrata in vigore della legge medesima.

Decreto del Ministro delle Attività Produttive 17 dicembre 2003 recante modalità e condizioni per l'importazione di energia elettrica per l'anno 2004

In attuazione dell'art. 10, comma 2, del D.lgs. 79/99 come modificato dalla legge 290/03, il Ministro delle attività produttive con proprio provvedimento ha fissato le modalità e condizioni per l'assegnazione della capacità di trasporto per l'importazione di energia elettrica a mezzo della rete di trasmissione nazionale sulle frontiere settentrionale e meridionale per l'anno 2004. Il Decreto fissa i principi fondamentali in base ai quali deve essere effettuata l'assegnazione della capacità. In particolare determina la quota di capacità di trasporto destinata al mercato vincolato, definisce le quote di capacità riservate a particolari tipologie di clienti (clienti disponibili a distacchi di carico) o a Stati terzi in virtù di accordi internazionali (Repubblica di San Marino e Città del Vaticano), detta i criteri del meccanismo di assegnazione. Le procedure e le disposizioni attuative vengono, invece, demandate a un successivo provvedimento dell'Autorità.

Decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379 recante disposizioni in materia di remunerazione delle capacità di produzione di energia elettrica

In attuazione di quanto previsto dalla legge 290/03, che demanda a un Decreto legislativo la definizione di condizioni economiche

per garantire un adeguato livello di capacità di produzione di energia elettrica, il Governo ha adottato un decreto recante “Disposizioni in materia di remunerazione delle capacità di produzione di energia elettrica”. Il provvedimento stabilisce un sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva in favore dei soggetti che dispongono di tale capacità, indipendentemente dal diritto di proprietà sui relativi impianti, basato su meccanismi concorrenziali, trasparenti e non distorsivi per il mercato, orientati a minimizzare gli oneri per i consumatori. La disciplina di tale sistema di remunerazione e la misura della remunerazione medesima saranno oggetto di una proposta elaborata dal Gestore della rete di trasmissione nazionale sulla base di criteri e condizioni definiti dall’Autorità entro tre mesi dalla data di entrata in vigore del Decreto legislativo. Tale proposta, da elaborarsi nei successivi tre mesi, sarà poi approvata con decreto del Ministro delle Attività Produttive.

Al Gestore della rete è attribuita altresì una funzione di controllo sugli impegni a produrre assunti dagli operatori: eventuali violazioni degli obblighi saranno segnalate dal Gestore all’Autorità per l’energia elettrica e il gas la quale provvede a irrogare le sanzioni.

Nelle more della definizione del sistema di remunerazione della capacità come sopra riassunto, il D.lgs. 379/03 prevede un regime transitorio in cui è demandato a un provvedimento dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas la definizione del corrispettivo per la remunerazione della disponibilità di capacità.

Decreto del Ministro delle Attività Produttive 19 dicembre 2003 di approvazione della Disciplina del mercato elettrico

Con Decreto ministeriale è stato approvato il testo integrato della disciplina del mercato elettrico e fissata all’8 gennaio 2004 la data in cui il Gestore del mercato elettrica Spa assume la responsabilità delle proprie funzioni relativamente all’organizzazione e alla

gestione del mercato elettrico. Il testo integrato approvato dal Ministro risulta costituito da:

- la Disciplina del mercato elettrico che era stata già approvata con decreto del 9 maggio 2001 e successivamente modificata;
- la proposta di Istruzioni alla Disciplina come elaborata dal Gestore del mercato elettrico;
- le istruzioni alla Disciplina del mercato elettrico per quanto riguarda la sede di contrattazione dei certificati verdi.

L'emanazione di tale provvedimento consente al Gestore del mercato elettrico di avviare la propria attività operativa sia pure con la gradualità necessaria prevista nelle disposizioni transitorie di cui al medesimo decreto.

Decreto del Ministro delle Attività Produttive 19 dicembre 2003 di assunzione della titolarità da parte dell'Acquirente unico

Con decreto del Ministro delle Attività Produttive è stata stabilita al 1° gennaio 2004 la data a decorrere della quale l'Acquirente unico assume la titolarità delle funzioni di garante della fornitura di energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato che fino ad oggi venivano esercitate dall'Enel Spa; conseguentemente Enel Spa cessa di esercitare tali funzioni e i distributori sono tenuti ad approvvigionarsi unicamente dall'AU.

Il medesimo provvedimento detta altresì talune direttive alla società. In particolare per quanto riguarda le modalità di approvvigionamento stabilisce che la società può concludere contratti di compravendita di energia elettrica sia nel sistema delle offerte sia al di fuori del meccanismo di borsa anche se, in tal caso, per una quantità non superiore al 25% della previsione della domanda complessiva annua e purché i contratti stipulati siano caratterizzati da condizioni economiche più favorevoli rispetto al prezzo amministrato (cosiddetto PGN). Inoltre l'Acquirente unico potrà partecipare alle procedure per l'assegnazione della capacità di trasporto per l'importazione e della capacità produttiva c.d. CIP 6.

Dalla data di assunzione della titolarità, l'Acquirente unico subentra all'Enel nella titolarità dei contratti pluriennali di importazione destinati al fabbisogno del mercato vincolato che l'Enel aveva stipulato in data anteriore all'entrata in vigore della direttiva sul mercato interno.

Decreto del Ministero delle attività produttive 29 gennaio 2003

Il decreto del Ministero delle attività produttive recante le "Modalità per la vendita sul mercato, per l'anno 2004, dell'energia elettrica di cui all'art. 3, comma 12, del Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, da parte del Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa, detta la disciplina per le assegnazioni di energia c.d. CIP 6 ai clienti idonei e all'Acquirente unico, quest'ultimo in qualità di garante della fornitura al mercato vincolato.

Le assegnazioni sono previste su base annuale e mensile/plurimensile. Il 20% della capacità assegnabile per forniture annuali è riservata all'AU, mentre il restante 80% e le bande di capacità destinate a forniture mensili o plurimensili sono assegnate ai clienti idonei del mercato libero.

Parte 3 - Regolazione nazionale: principali deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

3.1 Regolazione del servizio di dispacciamento nel periodo transitorio fino all'entrata in funzione del sistema delle offerte

Delibera 1° aprile 2003, n. 27 recante condizioni transitorie per l'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica

Con la delibera 27/03, l'Autorità è intervenuta per modificare la disciplina transitoria per l'erogazione del servizio di dispacciamento, già definita nel corso dell'anno 2002 con le delibere 317/01 e ss., da applicarsi a decorrere dal 1° aprile 2003, fino all'entrata in vigore del regime di dispacciamento di merito economico. Le principali modifiche introdotte, rispetto al regime precedente, consistono:

1. attribuzione di uno specifico ruolo ai distributori che si esplica nel condizionare la stipula del contratto di trasporto di energia all'avvenuta conclusione dei contratti di bilanciamento, scambio e fornitura di energia e conseguente obbligo di far sottoscrivere ai soggetti richiedenti il servizio di trasporto, prima della stipula del relativo contratto, le condizioni per l'erogazione del servizio di bilanciamento e scambio;
2. obbligo per i distributori di verificare le condizioni di cui sopra e, nell'ipotesi negativa, di rifiutare al cliente l'accesso alla rete. Tale accertamento consente di verificare la corrispondenza tra contratti di trasporto da un lato e contratti di bilanciamento e scambio dall'altro e di limitare pertanto la possibile elusione dell'obbligo a contrarre con il GRTN contratti di bilanciamento e scambio;
3. previsione di un unico contratto di scambio per tutti i punti di prelievo nella disponibilità di un soggetto, appartenenti al medesimo ambito territoriale;
4. previsione della facoltà per il cliente di avvalersi, per la stipula dei contratti di bilanciamento, di scambio e di trasporto, del cliente grossista in qualità di mandatario unico;
5. fatturazione mensile, da parte del GRTN, dei corrispettivi di bilanciamento, con eventuale conguaglio nei sei mesi successivi, sulla base delle misure fornite dai distributori;
6. modifiche relative alla cadenza temporale del contratto di scambio.

Delibere 67/03 e 111/03 in materia di organizzazione del sistema transitorio di offerte di vendita di energia elettrica

Con la delibera 67/03 l'Autorità ha introdotto, al fine di garantire l'efficienza e la sicurezza nell'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato e nell'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento, un Sistema Transitorio di Offerte di Vendita di Energia elettrica (c.d. STOVE) da applicare,

in via transitoria, a partire dal 1° luglio 2003 e fino al 1° gennaio 2004. Si tratta sostanzialmente di una sede di negoziazione in cui:

- i produttori offrono (alcuni, quelli titolari di impianti ammessi al meccanismo di recupero dei costi perché obbligati, altri perché aderiscono volontariamente allo STOVE) in concorrenza tra di loro;
- Enel Spa e il GRTN acquistano, rispettivamente, per soddisfare i fabbisogni del mercato vincolato che rappresenta circa il 60% dei consumi nazionali e per il mercato di dispacciamento.

Caratteristiche essenziali del sistema delineato dall’Autorità sono:

- approvvigionamento congiunto delle risorse necessarie a Enel Spa per garantire la fornitura al mercato vincolato e delle risorse necessarie al Gestore per assicurare il servizio di bilanciamento e riserva;
- partecipazione obbligatoria allo STOVE dei produttori per le unità di produzione ammesse alla reintegrazione dei costi di generazione non recuperabili (c.d. *stranded costs*) e adesione facoltativa per gli altri produttori;
- costituzione per la gestione dello STOVE di un comitato composto da rappresentanti delle imprese partecipanti;
- previsione di un meccanismo di offerte di vendita della produzione termoelettrica e di una selezione basata sul costo;
- ripartizione degli oneri tra i due unici soggetti acquirenti (Enel Spa e GRTN).

Tale meccanismo di selezione delle offerte formulate dai produttori rappresenta, negli intenti dell’Autorità, un primo passo propeedeutico all’entrata in funzione della borsa elettrica.

Successivamente con delibera 111/03 l’Autorità ha introdotto alcune limitate integrazioni alla delibera 67/03 relativamente al regime dei pagamenti dovuti per l’approvvigionamento dell’energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato. In particolare è previsto che il corrispettivo riconosciuto dall’Enel Spa ai produttori dello STOVE che cedono energia per il mercato vincolato venga corrisposto non in un’unica soluzione ma in misura pari al 90%

entro il trentesimo giorno del primo mese successivo a quello cui si riferisce il quantitativo di energia approvvigionato e il restante 10% è conguagliato successivamente entro il trentesimo giorno del secondo mese successivo.

Delibera 16 ottobre 2003, n. 118 in materia di load profiling

Con delibera 16 ottobre 2003, n. 118 l'Autorità, al fine di dare attuazione alle indicazioni contenute negli indirizzi per il Sistema Italia 2004 che prevedono la determinazione su base oraria dei corrispettivi di bilanciamento, ha adottato un meccanismo per la determinazione convenzionale dei profili di prelievo dell'energia elettrica per i clienti finali non dotati di misuratore orario il cui prelievo pertanto non può essere trattato su base oraria. Il meccanismo adottato è quello di un *load profiling* per area geografica che attribuisce lo stesso profilo a tutti i clienti ubicati nella porzione di rete con obbligo di connessione di terzi appartenente a una zona come definita nella delibera 95/01. In una fase iniziale di applicazione del *load profiling* il periodo temporale di riferimento rispetto al quale determinare i profili di prelievo è pari al mese, mentre con cadenza annuale viene effettuata la regolazione delle partite economiche. In particolare, per ogni soggetto che preleva energia elettrica dalla RTN, in ciascuna area di riferimento e per i punti non trattati su base oraria nella sua responsabilità, viene determinata la differenza tra l'energia elettrica attribuita convenzionalmente tramite l'applicazione del *load profiling* e l'energia elettrica effettivamente prelevata, vale a dire i consumi effettivi misurati; tale differenza viene valorizzata al prezzo medio dell'energia elettrica prelevata nell'anno precedente. Al fine della definizione delle partite economiche il GRTN può avvalersi, attraverso convenzioni approvate dall'Autorità, delle imprese di distribuzione nell'area geografica di riferimento.

3.2 Regolazione del servizio di dispacciamento di merito economico e regole del mercato elettrico

Delibera 30 dicembre 2003, n. 168 recante condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico

Con la delibera 168/03 l'Autorità ha dettato le condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico. Tale provvedimento, che abroga le precedenti delibere 95/01 e 87/02, definisce le regole per la chiamata in servizio degli impianti di produzione nel contesto di mercato basato sui prezzi offerti dai produttori medesimi e in particolare prevede:

- la registrazione presso il Gestore della rete dei contratti di compravendita di energia, sia quelli conclusi nel sistema delle offerte, sia i c.d. bilaterali, conclusi al di fuori di tale sistema;
 - le modalità di espletamento del servizio di dispacciamento che viene reso sulla base di specifici contratti che i titolari di unità di produzione e di consumo, nonché l'Acquirente unico, sono tenuti a stipulare con il GRTN;
 - le procedure per l'adozione e l'aggiornamento delle Regole di dispacciamento da parte del GRTN;
 - le modalità di erogazione del servizio di dispacciamento e l'approvvigionamento delle risorse per il servizio;
 - la regolazione dei corrispettivi per il servizio di dispacciamento.
- La delibera 168/03 rinvia a un successivo provvedimento dell'Autorità la fissazione della data a decorrere dalla quale si applica il dispacciamento di merito economico.

Delibera 27 marzo 2004, n. 47 recante "Verifica dello schema di regole per il dispacciamento di merito economico e approvazione delle medesime ai sensi dell'articolo 7 della Deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 dicembre 2003, n. 168"

Con la delibera 47/04 l'Autorità ha approvato lo schema di regole

di dispacciamento proposto dal GRTN, ai sensi della delibera 168/03, come integrato dallo schema di contratto per il servizio di dispacciamento dell'energia per punti di immissione, prevedendo nel contempo alcune modifiche da apportare a tali documenti la cui validità viene peraltro limitata alla prima attuazione del dispacciamento di merito economico e comunque non oltre il 31 dicembre 2004.

Le modifiche raccomandate dall'Autorità sono contenute in uno specifico allegato suddiviso in tre parti la cui osservanza comporta una revisione delle regole, cadenzata in tre fasi.

In una prima fase il GRTN rivede le regole recependo le osservazioni contenute nelle parti I e III dell'allegato; a tali modifiche è condizionata l'approvazione delle Regole.

Nella seconda fase, che si colloca nei tre mesi successivi all'entrata in operatività del dispacciamento di merito economico, il GRTN è tenuto ad un'ulteriore revisione delle Regole per conformarle alle osservazioni contenute nella parte II dell'allegato.

Nella terza fase il GRTN è chiamato a predisporre un nuovo schema di regole, a valere dal 1° gennaio 2005, che sia coerente con la delibera 168/03 e che recepisca tutte le osservazioni indicate nell'allegato. Tale schema sarà sottoposto all'autorità per l'approvazione entro il 30 settembre 2004.

Delibera 27 marzo 2004, n. 48 recante "Avvio del dispacciamento di merito economico per l'anno 2004 e connesse disposizioni in materia di adeguatezza della capacità produttiva del sistema elettrico nazionale e di attuazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 5"

In data 27 marzo 2004 l'Autorità ha adottato la delibera 48/04 recante "avvio del dispacciamento di merito economico per l'anno 2004 e connesse disposizioni in materia di adeguatezza della capacità produttiva del sistema elettrico nazionale e di attuazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 5".

Il provvedimento disciplina le condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento e per l'approvvigionamento delle relative risorse, nonché per l'erogazione del servizio di aggregazione delle misure di energia elettrica ai fini della liquidazione dei corrispettivi di dispacciamento per il periodo compreso tra il 1° aprile 2004, data di entrata in operatività del dispacciamento di merito economico, e il 31 dicembre 2004.

In relazione a tale aspetto, la delibera 48/04 disciplina per il periodo transitorio fino al 31 dicembre 2004 il funzionamento del dispacciamento di merito economico in coerenza con quanto previsto dalla delibera 168/03, ma senza la partecipazione attiva della domanda. Per tutta la durata di tale periodo, infatti, la domanda sul mercato elettrico è formulata dal Gestore della rete.

Il provvedimento, in attuazione di quanto previsto all'art. 5 del Decreto legislativo 379/03, reca inoltre le disposizioni aventi ad oggetto la remunerazione spettante ai soggetti che rendono disponibile la capacità produttiva per il periodo transitorio compreso tra il 1° marzo 2004 e la data di entrata in vigore del sistema a regime di remunerazione della medesima disponibilità previsto dal Decreto legislativo 379/03. A tal fine il Gestore della rete definisce le modalità procedurali per l'ammissione alla remunerazione della disponibilità di capacità produttiva delle unità di produzione alle quali viene riconosciuto uno specifico corrispettivo unitario definito CAP_1 articolato per fasce orarie e un ulteriore corrispettivo S_1 .

Delibera 24 febbraio 2004, n. 21 recante "Adozione e prove operative di misure per la promozione della concorrenza e dell'efficienza nell'offerta di energia elettrica" e delibera 49/04 del 27 marzo 2004 recante "Modifica della Deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 24 febbraio 2004, n. 21".

Con la delibera 21/04 l'Autorità ha individuato alcune prime misure per promuovere la concorrenza nell'offerta di energia sul

mercato e per garantire l'economicità degli approvvigionamenti, tutelando utenti e consumatori.

A tal fine il provvedimento disciplina:

- le modalità per il monitoraggio delle contrattazioni sul mercato a prevenzione di eventuali anomalie, svolto dall'Autorità;
- i meccanismi per il controllo del potere di mercato e per la fissazione dei prezzi da riconoscere agli operatori di mercato;
- le modalità di definizione dei criteri cui il GRTN si attiene per individuare specifici indici per misurare la capacità produttiva resa disponibile dagli operatori di mercato.

Il provvedimento, inoltre, individua alcuni parametri, quali:

- limiti di prezzo per il contenimento di eventuali picchi, il cui rispetto è condizione per l'ammissibilità delle offerte a vendere;
- apporto minimo degli operatori al mercato, graduato in relazione alla rispettiva capacità produttiva;
- prezzo di riferimento da utilizzare nei contratti per differenza.

Tra le misure adottate dall'Autorità per stimolare la concorrenza, infatti, la delibera prevede contratti differenziali annuali per l'acquisto di energia da destinare ai clienti vincolati che l'AU conclude con i produttori, individuati all'esito di procedure concorsuali al ribasso i cui prezzi base siano complessivamente favorevoli ai consumatori.

In base a tale tipologia di contratto se il prezzo di borsa è maggiore di quanto stabilito in contratto, il fornitore verserà la differenza all'Acquirente unico e viceversa in caso di prezzo di borsa più basso. In tal modo viene assicurata la copertura del rischio di prezzo assunto dall'Acquirente unico in qualità di garante della fornitura di energia ai clienti vincolati.

L'attività di prove, svolta sulla base della delibera 21/04, ha consentito di testare il sistema di negoziazione e l'efficacia delle misure adottate mettendo nel contempo in luce la necessità di alcuni correttivi che sono stati previsti dall'Autorità con propria delibera del 27 marzo 2004, n. 49.

3.3 Sviluppo interconnessione, allocazione della capacità di trasporto sull'interconnessione e allocazione energia CIP 6

Delibera 16 ottobre 2003, n. 117 in materia di riconoscimento di diritti di accesso a titolo prioritario alla capacità di trasporto sulla rete elettrica di interconnessione con l'estero

Con delibera 117/03 l'Autorità ha adottato misure urgenti in materia di riconoscimento di diritti di accesso a titolo prioritario alla capacità di trasporto intervenendo sulla procedura in corso per l'assegnazione di tali diritti posta in essere in attuazione della delibera 151/02. Con tale provvedimento l'Autorità consente a soggetti privati di realizzare a proprie spese nuove linee di interconnessione con l'estero e di avere a titolo di remunerazione, per così dire in natura, un accesso prioritario e garantito alla capacità di interconnessione che si contribuisce a incrementare con l'intervento proposto. In attuazione della delibera 151/02 il GRTN ha posto in essere le procedure per l'assegnazione dei diritti prioritari pubblicando un avviso rivolto alla generalità degli operatori per una manifestazione di interesse e, successivamente, una lettera di invito agli operatori ammessi a seguito della fase di prequalificazione.

Con la delibera 117/03, intervenuta successivamente ai noti eventi del 28 settembre 2003, al fine di consentire al Gestore di assegnare il diritto di accesso prioritario a interventi di sviluppo diretti coerenti con le esigenze di sviluppo della rete e con l'esigenza di garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale, l'Autorità ha previsto che il Gestore della rete riformuli la lettera di invito alle imprese partecipanti alla procedura prevedendo, tra l'altro, che parte della documentazione da allegare alla domanda possa essere prodotta anche in un momento successivo alla presentazione della stessa. In particolare si tratta delle dichiarazioni di consenso e/o disponibilità che devono essere rese dal gestore estero o dal proprietario dell'infrastruttura all'estero in relazione all'intervento di sviluppo diretto proposto.

Delibere 25/03 e 26/03 in materia di assegnazione della capacità di trasporto sull'interconnessione con la Grecia

Le delibere 25/03 e 26/03 del 1° aprile 2003 definiscono le modalità e le condizioni per l'assegnazione della capacità di trasporto per l'importazione, l'esportazione e il transito di energia elettrica a mezzo della rete di trasmissione nazionale sulla frontiera meridionale con la Grecia per l'anno 2003. In particolare, con la delibera 25/03 è stato approvato l'accordo siglato dall'Autorità con la *Regulatory Authority for Energy of Greece* per l'assegnazione della capacità di trasporto attraverso il cavo sottomarino che collega l'Italia alla Grecia e poi con la successiva delibera 26/03 è stata data attuazione all'accordo. In sintesi il meccanismo adottato prevede:

- l'equiripartizione tra l'Italia e la Grecia della capacità disponibile su base plurimensile (1° aprile-31 dicembre 2003);
- per quanto riguarda il versante italiano, l'assegnazione sulla base del metodo pro-rata di bande pari a 1 MW o multipli di 1 MW;
- l'assegnazione della capacità di trasporto aggiuntiva o non utilizzata che si rendesse disponibile su base mensile e di porzioni di mese per l'importazione di energia elettrica da destinare al mercato vincolato.

Delibera 18 dicembre 2003, n. 157 recante disposizioni per l'assegnazione della capacità di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale per l'anno 2004

Con tale provvedimento l'Autorità ha definito, in attuazione del decreto del Ministro delle Attività Produttive del 17 dicembre 2003, le regole per l'assegnazione della capacità di trasporto per l'importazione, l'esportazione e il transito di energia elettrica a mezzo della rete di trasmissione nazionale per l'anno 2004 relativamente alle frontiere elettriche settentrionali (nord-ovest e nord-est) e meridionale (Grecia). Come già avvenuto per gli anni precedenti anche per il 2004 l'Autorità ha previsto l'assegnazione congiunta da parte del gestore italiano e del gestore francese (RTE)

della capacità sulla frontiera nord-ovest (comprendente l'intera capacità tra l'Italia e la Francia e una parte della capacità sulla frontiera svizzera) in base a un regolamento approvato dall'Autorità e l'assegnazione autonoma sulle altre frontiere (per una quota per il GRTN non inferiore al 50% della capacità disponibile sulla singola frontiera).

Il sistema di assegnazione prevede una ripartizione primaria annuale pro-rata per bande di capacità superiori a 1 MW e un meccanismo di negoziazione secondaria della capacità. Il meccanismo di assegnazione annuale è infatti affiancato da un mercato delle importazioni di breve termine su base settimanale e giornaliera.

Al fine di consentire la più ampia partecipazione e favorire la pluralità degli assegnatari è previsto un "tetto" massimo alle importazioni di ciascun operatore fissato al 10% della capacità totale di trasporto tenendo conto degli eventuali rapporti di controllo e/o collegamento tra i soggetti partecipanti alla procedura. Il limite del 10% rileva non solo ai fini dell'assegnazione nella procedura annuale ma permane per tutto il 2004 anche in relazione ad eventuali quote di capacità da assegnare successivamente in corso d'anno.

Delibera 13/04 recante "Procedure di assegnazione per l'anno 2004 della capacità produttiva di cui al Decreto del Ministero delle Attività Produttive 29 gennaio 2004"

Con tale provvedimento l'Autorità ha definito, in attuazione del decreto del Ministero delle attività produttive del 29 gennaio 2004 (Cfr. paragrafo 6.3.9), le procedure di allocazione della energia c.d. CIP 6.

In relazione alla capacità produttiva assegnabile sono state previste tre procedure separate per l'assegnazione:

- a) all'Acquirente unico di una quota pari al 20% delle bande di durata annuale;
- b) ai clienti del mercato libero di una quota pari all'80% delle bande di durata annuale;

c) ai clienti del mercato libero di bande di durata trimestrale. L'elemento di principale novità della delibera è rappresentato dal meccanismo di assegnazione che non prevede più, come negli anni precedenti, un sistema di aste basato sui prezzi offerti dai richiedenti, ma prevede un sistema di assegnazione pro rata che dovrebbe assicurare una più ampia partecipazione ed evitare fenomeni di rialzo dei prezzi.

3.4 Regolazione economica dei servizi di interesse del GRTN

Delibere 151/03, 155/03 e 02/04 recante disposizioni urgenti transitorie per la remunerazione del servizio di interrompibilità istantanea e con preavviso dei prelievi di energia elettrica

Con la delibera 151/03 come successivamente modificata e integrata dalle delibere 155/03 e 02/04, l'Autorità ha dettato disposizioni per la remunerazione del servizio di interrompibilità istantanea e con preavviso. In particolare con tali provvedimenti sono state fissate le condizioni, anche economiche, di prestazione del servizio di interrompibilità da fornire al Gestore della rete per il triennio 2004-2006. E' stata consentita la prestazione del servizio alle condizioni della delibera 151/03 anche ai soggetti, in possesso dei necessari requisiti tecnici per l'interrompibilità in tempo reale, che si siano resi già assegnatari di capacità di trasporto sull'interconnessione per l'anno 2004 in virtù di procedure di assegnazione della capacità, previa rinuncia ai diritti di utilizzo della medesima capacità. Più nel dettaglio le delibere prevedono che:

- ai clienti che prestano il servizio di interrompibilità istantanea è riconosciuta una remunerazione pari al prodotto di 21 €/MWh per la quantità di energia elettrica importata nell'anno 2003 a mezzo della quota di capacità di trasporto oggetto della rinuncia ovvero di 21 €/MWh per la quantità di energia elettrica importabile a mezzo della quota di capacità di cui si sono resi assegnatari nel 2003 e alla quale hanno egualmente rinunciato;
- ai clienti che prestano il servizio di interrompibilità con preavviso è riconosciuta una remunerazione pari a 8 €/MWh sulla base

degli effettivi consumi di energia elettrica a potenza prelevata costante per tutte le ore del 2004 resa disponibile per il servizio dal singolo soggetto interessato.

Tale corrispettivo unitario a remunerazione del servizio di interrompibilità, fissato per il 2004, potrà essere incrementato per gli anni successivi 2005-2006 solo nel caso in cui risultino condizioni eccezionali tali da richiedere un eventuale aumento delle quantità e della remunerazione del servizio di interrompibilità.

Delibera 05/04 recante Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004/2007 e disposizioni in materia di contributi di allacciamento e diritti fissi

In base alla legge 14 novembre 1995, n. 481 l'Autorità ha stabilito in quattro anni la durata del ciclo regolatorio tariffario. Il primo periodo di regolazione ha avuto inizio il 1° gennaio 2000 e si è concluso il 31 dicembre 2003. In prossimità di tale scadenza, in data 1° luglio 2003, l'AEEG ha diffuso un primo documento di consultazione per la definizione del quadro tariffario degli anni 2004 - 2007. Successivamente è stata emanata la legge 290/03 che, all'articolo 1 quinquies, comma 7, prevede che l'Autorità definisca le tariffe di remunerazione delle reti di trasporto, anche al fine di garantire le esigenze di sviluppo del servizio elettrico in base ai seguenti criteri:

- una rivalutazione delle infrastrutture;
- l'allineamento della remunerazione del capitale investito al livello riconosciuto in altri Stati europei;
- un valore del tasso di rendimento privo di rischio almeno in linea con quello dei titoli di Stato a lungo termine;
- una simmetrica ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori efficienze realizzate nel primo periodo tariffario rispetto agli obiettivi che erano stati individuati con il meccanismo del *price cap*;
- un'applicazione del meccanismo del *price cap* alle sole componenti tariffarie destinate alla copertura dei costi operativi e degli ammortamenti.

Considerato che la definizione del nuovo quadro regolatorio avrebbe riguardato un periodo interessato da profondi muta-

menti in termini di organizzazione delle attività e assetti proprietari delle imprese, l'Autorità ha ritenuto opportuno procedere a ulteriori approfondimenti prorogando al 31 gennaio 2004, con propria delibera 164/03, il precedente periodo regolatorio la cui scadenza era prevista al 31 dicembre 2003. L'Autorità ha quindi diffuso due nuovi documenti di consultazione a valle dei quali ha adottato la delibera 5/04 cui è allegato il Testo Integrato, che sostituisce quello precedente di cui alla delibera 228/01.

Relativamente agli aspetti di maggiore interesse per l'attività di trasmissione si segnala, in estrema sintesi, che l'Autorità ha determinato i livelli tariffari in base al criterio dei costi riconosciuti per lo svolgimento delle attività caratteristiche, suddividendoli in:

- costi operativi;
- ammortamenti;
- remunerazione del capitale investito netto.

In particolare la remunerazione del capitale investito, con riferimento ai nuovi investimenti nello sviluppo delle reti di trasporto dell'energia elettrica, rappresenta un aspetto di grande interesse ai fini anche della determinazione del valore delle società collocate o da collocare sul mercato e per assicurare un efficiente e strategico sviluppo delle infrastrutture, incluse quelle di interconnessione con l'estero.

Si segnala a tale proposito che per la remunerazione degli interventi di sviluppo approvati dal Ministero delle attività produttive e conclusi entro il 30 giugno dell'anno precedente l'aggiornamento dei livelli tariffari, l'Autorità ha previsto una ulteriore remunerazione del 2%.

Per quanto riguarda il margine di recupero di efficienza, definito dall'Autorità per il quadriennio 2004-2007 relativamente all'attività di trasmissione, il valore è stato ridotto del 2,5% rispetto a quello stabilito per il primo periodo regolatorio per scongiurare il pericolo che un valore più alto avrebbe potuto compromettere l'acquisizione di risorse destinate alla sicurezza e affidabilità della rete di trasporto.

In merito ai corrispettivi di trasmissione si rappresenta che per il reperimento delle risorse economiche destinate alla remunerazio-

ne del GRTN per l'attività di trasmissione e dei proprietari di rete sono previsti:

- un corrispettivo (CTR) multiorario a carico dei distributori dovuto:
 - al GRTN per i prelievi netti dalla rete di trasmissione nazionale e per le immissioni dei produttori in AT;
 - alle imprese distributrici per i prelievi netti dalla rete di quest'ultime (corrispettivo maggiorato per tener conto delle perdite);
 - ai produttori connessi per le immissioni in MT/BT (corrispettivo maggiorato per tener conto delle perdite)
- un corrispettivo semplice, a carico dei produttori, dovuto al GRTN per l'energia netta immessa in qualsiasi rete con obbligo di connessione di terzi.

Dal gettito generato dall'applicazione dei corrispettivi di trasmissione è detratto il costo di funzionamento del GRTN per la gestione della rete di trasmissione nazionale.

A seguito delle disposizioni della legge 290/03 tra i costi riconosciuti al GRTN sono inclusi dal 2004 gli oneri per il finanziamento del Piano di sicurezza per la riduzione del rischio di distacchi dell'energia elettrica (12 milioni di €).

3.5 Indagini conoscitive in merito alle interruzioni del servizio elettrico

Delibere 72/03 e 112/03 in materia di indagini conoscitive sugli eventi del 2003

Con tali provvedimenti l'Autorità, sulla base dei poteri ad essa conferiti dalla legge 481/95 di istituzione della stessa, ha avviato due istruttorie conoscitive all'indomani delle interruzioni del servizio elettrico verificatesi nel corso del 2003 rispettivamente nel mese di giugno e il 28 settembre.

In particolare richiamando l'art. 1, comma 1, della legge 481/95 che affida all'Autorità la finalità di assicurare la fruibilità e la diffusione in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale dei servizi di pubblica utilità nonché le norme della medesima legge che attribuiscono all'Autorità poteri di controllo e di ispezione nonché poteri di direttiva nei confronti degli esercenti il servizio, l'Autorità

ha aperto una prima indagine il 1° luglio 2003 per conoscere le cause, gli sviluppi e le eventuali responsabilità delle interruzioni del servizio elettrico che si sono verificate nel mese di giugno deliberando l'acquisizione di tutta la documentazione riguardante la capacità di produzione installata in Italia, i vincoli di rete, le procedure poste in essere dal Gestore e dalle società di distribuzione per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale. Il 26 giugno 2003, infatti, una serie di eventi congiunturali aveva costretto il Gestore ad adottare specifiche misure di difesa per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale quali il distacco delle forniture di energia elettrica a quei clienti che hanno contratti con la clausola di interrompibilità e l'applicazione di alcuni distacchi programmati dell'utenza diffusa.

Una seconda indagine conoscitiva è stata avviata con la delibera 112/03 all'indomani dei noti eventi del 28 settembre che hanno comportato l'interruzione totale del servizio elettrico ai clienti finali sul territorio nazionale ad esclusione di quelli localizzati in Sardegna. In considerazione della dinamica degli eventi, in questo caso, l'Autorità ha deliberato di promuovere la collaborazione delle autorità di regolazione dei sistemi elettrici dei paesi confinanti al fine di condurre congiuntamente approfondimenti sull'accaduto.

In relazione alla prima indagine l'Autorità ha pubblicato una relazione finale il 12 novembre 2003, mentre per quanto attiene agli eventi del 28 settembre, l'Autorità ha pubblicato le conclusioni dell'indagine tecnica, condotta congiuntamente con l'autorità di regolazione francese in merito alla fase iniziale di tali eventi, con propria delibera del 23 aprile 2004, n. 61.

Gli esiti dell'indagine, che rappresenta il supporto tecnico ai fini della conclusione dell'indagine conoscitiva sul *black out* del 28 settembre indicano, in estrema sintesi, che l'operato delle imprese elettriche svizzere non è risultato conforme alle regole UCTE per la gestione in sicurezza dei sistemi di interconnessione europei, che le medesime imprese hanno adottato misure inadeguate ad assicurare il funzionamento in sicurezza delle reti e delle forniture tra sistemi elettrici ed hanno sottostimato gli interventi correttivi che avrebbero dovuto essere richiesti agli altri gestori di rete coinvolti.

© GRTN 2004

Gestore della rete di trasmissione nazionale

Pubblicazione fuori commercio

Progetto grafico, impaginazione
e supervisione alla stampa

Gentil Associates

Stampa

Finito di stampare nel mese di giugno 2004