

Nel 2002 la *richiesta di energia elettrica*, secondo i consuntivi provvisori, ha raggiunto i 310,4 miliardi di kWh, con un aumento dell'1,8% rispetto al 2001.

La crescita è stata trainata dai consumi del terziario (+ 4,1%) ben al disotto della media l'aumento dell'industria (+ 0,9%). Sostanzialmente in linea con la tendenza degli ultimi anni l'evoluzione del settore domestico (+ 1,2%); stabile l'incidenza delle perdite di energia sulla domanda.

La distribuzione dei consumi per settore macroeconomico è illustrata nella tabella seguente:

CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA
anno 2002 - Valori provvisori

	Consumi		Variazioni	
	2002	2001	GWh	%
Agricoltura	5.300	5.163	137	2,7
Industria	152.300	150.973	1.327	0,9
Terziario	70.600	67.803	2.797	4,1
Usi domestici	62.300	61.553	747	1,2
Totale consumi	290.500	285.492	5.008	1,8

La scomposizione dei consumi per tipologia di mercato elettrico evidenzia un aumento della quota di energia elettrica sul mercato libero (compresi gli autoconsumi), che passa dal 34,4% al 39,8% del totale consumi, raggiungendo i 115,5 miliardi di kWh. In corrispondenza, la quota per il mercato vincolato (175,0 miliardi di kWh) scende dal 65,6% al 60,2% del totale consumi. Nel mercato libero è in calo (dal 7,8% al 7,1% del totale consumi) la quota degli autoconsumi (20,5 miliardi di kWh), dei quali gli autoconsumi in loco rappresentano oltre il 95%.

L'andamento del fabbisogno è stata soddisfatta per l'83,7% da produzione nazionale pari a 259,8 miliardi di kWh al netto dei consumi dei servizi ausiliari e dei pompaggi, con aumento del 1,3% rispetto al 2001.

La quota di fabbisogno coperta dagli scambi con l'estero è aumentata del 4,6%. Tale percentuale risulta dal saldo tra le importazioni che hanno registrato i 51,520 miliardi di kWh contro i 48,927 miliardi di kWh del 2001 (5,3%) e le esportazioni che sono passate da 0,549 miliardi di kWh a 0,922 miliardi di kWh con un aumento percentuale sensibile pari a + 67,9%.

I dati relativi alla produzione al netto dei servizi ausiliari, nel corso dell'anno 2002 evidenziano una diminuzione rispetto al 2001 della produzione idroelettrica del -10,9%, sostanzialmente dovuta a minore piovosità che ha contraddistinto il primo periodo dell'anno e che non ha consentito il normale invaso ciclico dei serbatoi.

L'indice di producibilità idroelettrica mensile mostra un andamento piuttosto variabile. Ai valori al di sotto della media ottenuti nel primo quadrimestre dell'anno 2002, conseguenti la bassa piovosità registrata nel periodo, si contrappongono valori superiori alla media negli ultimi mesi dell'anno. L'indice di producibilità su base annua è stato pari a 0,90 a fronte del valore di 1,04 registrato nel 2001.

La produzione termoelettrica netta è aumentata del 4,9%, compensando la citata riduzione della produzione idroelettrica. Le produzioni geotermica, eolica e fotovoltaica sono aumentate del 1,5%.

Sintesi dei risultati economico-finanziari della società

I *risultati economico-finanziari* dell'anno 2002 vengono confrontati con quelli del triennio precedente dando piena evidenza della operatività che ha caratterizzato la gestione dell'azienda e sono così sintetizzati:

Milioni di Euro

	Anno 2002	Anno 2001	Anno 2000	Anno 1999
Utile netto di esercizio	11,2	7,4	23,0	0
Risultato operativo	41,3	45,0	49,5	2,7
Margine operativo lordo	90,0	69,9	63,0	4,6
Autofinanziamento	48,2	40,9	35,6	4,0
Ricavi dalle vendite	6.136,8	5.984,2	1.018,5	32,6

QUADRO NORMATIVO

Evoluzione in ambito europeo

Dopo il rallentamento fatto registrare negli anni precedenti, nel corso del 2002 si registra una parziale ripresa delle iniziative dell'Unione europea finalizzate alla promozione della concorrenza e all'integrazione dei mercati nazionali dell'energia elettrica e del gas.

La ripresa delle iniziative è stata stimolata anche da una più ampia partecipazione degli operatori istituzionali ed economici del settore e da un rafforzamento delle organizzazioni internazionali e dei gruppi comunitari di coordinamento delle diverse competenze.

L'azione delle istituzioni comunitarie in materia di politica energetica si concentra, in particolare, sulle seguenti aree di intervento:

- il completamento del mercato interno dell'energia elettrica attraverso due nuove proposte di direttive presentate nel giugno 2002, una di modifica della direttiva 96/92/CE, recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, l'altra relativa al regolamento delle condizioni tecniche ed economiche di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica;
- lo sviluppo delle infrastrutture energetiche e delle reti transeuropee dell'energia attraverso la proposta di modifica della decisione 1254/96/CE che stabilisce un insieme di orientamenti relativi alle reti transeuropee nel settore dell'energia e che individua i nuovi progetti prioritari;
- la promozione delle energie rinnovabili attraverso la nuova proposta di direttiva sulla promozione della cogenerazione e l'iter procedimentale finalizzato all'adozione del Programma di azione "Energia Intelligente per l'Europa" e la sicurezza dell'approvvigionamento energetico dell'Unione europea;
- le misure volte a favorire la ricerca e lo sviluppo tecnologico in campo energetico, contenute nel VI Programma quadro di R&S.

Evoluzione in ambito nazionale

L'anno 2002 è stato caratterizzato da una notevole produzione di norme e provvedimenti che hanno arricchito il quadro normativo di riferimento per le attività svolte dal GRTN e dalle società controllate.

Qui di seguito vengono sinteticamente illustrati gli atti normativi e regolamentari di maggiore interesse per la Società.

Decreto legislativo 20 agosto 2002, n. 190

Con decreto legislativo 20 agosto 2002, n. 190 è stata attuata la legge 443/01 cd. "Legge Obiettivo", contenente la delega al Governo in materia di infrastrutture e di insediamenti produttivi strategici e di preminente interesse nazionale per la modernizzazione e lo sviluppo del Paese.

L'individuazione di tali infrastrutture ed insediamenti è stata operata, a mezzo di un Programma approvato dal CIPE che indica una serie di interventi necessari per incrementare l'approvvigionamento energetico.

Fra questi anche alcuni interventi sulla rete di trasmissione nazionale, già riportati nel Programma triennale di sviluppo per gli anni 2001/2003, allegato alla legge.

Si tratta in particolare di:

- collegamenti a 380 kV per potenziare l'interconnessione con i Paesi confinanti (ad es. l'elettrodotto S. Fiorano-Robbia) e tra la Sardegna ed il continente;
- potenziamenti di linee a 380 kV, alcuni dei quali previsti per rimuovere limitazioni all'esercizio imposte autoritativamente (ad es. l'elettrodotto La Spezia - Acciaiole);
- realizzazione di nuove stazioni elettriche e relativi raccordi alle reti per migliorare la qualità del servizio elettrico (ad es. la Stazione di Carpi);
- realizzazione di raccordi di rete a stazioni esistenti (ad es. i raccordi di Laino).

In relazione a tali interventi così come, più in generale, per gli interventi strategici per l'approvvigionamento energetico, il decreto n. 190/02 prevede una procedura autorizzativa "semplificata" che, nel presupposto della specialità progettuale e realizzativa delle linee e degli impianti elettrici, omette alcuni passaggi tipici dell'iter previsto per le altre opere pubbliche (essenzialmente "opere edili" o "stradali").

Il procedimento ordinario si conclude in complessivi 160 giorni con l'approvazione del CIPE che sostituisce ogni altra autorizzazione, approvazione, parere, nulla osta, costituisce dichiarazione di pubblica utilità, indifferibilità ed urgenza delle opere e consente la realizzazione e l'esercizio delle linee elettriche.

Legge 27 dicembre 2002, n. 384

La Legge 27 dicembre 2002, n. 384 ha prorogato al 30 giugno 2003 il Decreto del Presidente della Repubblica 8 giugno 2001, n. 327 con il quale è stato adottato il "Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di espropriazioni per pubblica utilità" che disciplinando, in maniera uniforme, la complessa materia dell'espropriazione ha notevoli riflessi sull'attività di sviluppo della rete di trasmissione nazionale relativamente alla realizzazione di nuovi elettrodotti.

In stretta relazione con la legge costituzionale 18 ottobre 2001, n. 3 che ha individuato ruoli e competenze legislative, regolamentari ed amministrative dello Stato, Regioni ed enti locali prevedendo una potestà legislativa concorrente anche per la "produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia", in data 5 settembre 2002 la Conferenza unificata ha promosso e sancito un *Accordo, tra Governo, Regioni, Province, Comuni e comunità montane*, per l'esercizio coordinato delle rispettive funzioni in materia di produzione di energia elettrica. Obiettivo dell'Accordo è coordinare l'attività svolta dai diversi soggetti, nell'ambito delle attività amministrative di competenza, per assicurare l'installazione di una potenza di generazione adeguata al fabbisogno nazionale e alle esigenze di sicurezza del sistema elettrico.

Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 31 ottobre 2002

Con il decreto legge 4 settembre 2002, n. 193 il Governo era intervenuto in materia di elettricità disponendo l'invarianza sino al 30 novembre 2002, delle tariffe determinate dall'Autorità entro il 31 luglio 2002 e stabilendo l'esigenza di dettare alcuni criteri integrativi per la determinazione delle tariffe dei servizi pubblici regolati dalla legge 481/95.

In conseguenza, per scongiurare qualsiasi incertezza o distorsione nelle attività degli operatori elettrici e per armonizzare la politica tariffaria con gli obiettivi di politica economica e sociale, il Governo ha individuato con *Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 31 ottobre 2002*, alcuni criteri integrativi cui l'Autorità deve attenersi per l'attività di aggiornamento tariffario a decorrere dal 1 gennaio 2003 in base ai quali l'Autorità:

- definisce le tariffe anche successivamente all'apertura del mercato ai clienti liberi;
- definisce nuove frequenze di aggiornamento della componente tariffaria correlata al costo dei combustibili, prevedendo un intervallo più ampio per contenere gli impulsi inflazionistici;
- definisce le modalità di imputazione degli oneri, derivanti dalle misure a contenuto sociale, in modo da minimizzare il costo complessivo e da garantire equità nella distribuzione degli oneri tra le varie categorie di utenza.

Decreto del Ministro delle attività produttive del 22 novembre 2002

In data 22 novembre 2002 il Ministero delle attività produttive ha emanato il decreto con il quale sono state apportate alcune modifiche al Decreto 10 dicembre 2001 in materia di cessione al mercato dell'energia di cui all'art. 3, comma 12 del D.lgs. 79/99, cd. energia CIP 6, di seguito sintetizzate:

1. l'assegnazione di una capacità minima di 200 MW a forniture mensili o bimestrali;
2. l'assegnazione di una quota di 1.000 MW della capacità annuale, a clienti idonei interrompibili con preavviso;
3. l'assegnazione, in via sperimentale, di una quota di 400 MW (suddivisa in porzioni di 1 MW) della capacità annuale a clienti finali che dimostrino, mediante dichiarazione rilasciata dall'impresa distributrice, di aver consumato, nel corso del 2002, almeno il 50% di energia nelle ore di Fascia 4 (vale a dire nelle cd. "ore vuote" ai sensi del Provv. CIP 45/90) e che si impegnino ad aumentare tale percentuale, nel 2003, almeno sino al 55%, pena la revoca dei diritti assegnati;
4. la definizione di un nuovo prezzo base d'asta pari al 65,9% del CT (costo unitario riconosciuto dei combustibili) aumentato del costo evitato di esercizio, manutenzione e spese generali di valore diverso in ragione delle differenti procedure concorsuali;
5. la possibilità che il MAP emani in corso d'anno ulteriori disposizioni in relazione alla modifica del livello di consumo minimo necessario per acquisire la qualifica di cliente idoneo.

Il Decreto legge n. 281 del 23 dicembre 2002 che avrebbe consentito il mantenimento in esercizio, oltre il 31 dicembre 2002, di gruppi delle centrali termoelettriche di Porto Tolle, Brindisi Nord e S. Filippo del Mela, ritenute essenziali per la sicurezza del sistema elettrico nazionale, che, in virtù del D.M. 12 luglio 1990 ("Linee guida sul contenimento delle emissioni inquinanti"), avrebbero invece dovuto cessare l'attività, non è stato convertito in legge nei termini ed è pertanto decaduto. Ne deriva che le centrali destinarie del provvedimento devono interrompere l'attività di produzione.

Decreto 23 dicembre 2002 del Ministro delle attività produttive

Con il Decreto 23 dicembre 2002 il Ministro delle attività produttive ha disposto l'"ampliamento dell'ambito della Rete di trasmissione nazionale di energia elettrica".

Nell'agosto 2001 il GRTN, al fine di migliorare la sicurezza ed affidabilità del sistema elettrico, aveva proposto un ampliamento dell'ambito della rete di trasmissione prevedendo l'inclusione di porzioni di reti, senza obbligo di connessione di terzi e di alcuni elementi in alta e altissima tensione, precedentemente ricadenti nell'ambito delle reti di distribuzione.

Al riguardo l'Autorità, condivisa la proposta del GRTN, ha manifestato l'esigenza che alla variazione si desse corso con uno specifico provvedimento ministeriale.

Il Ministero delle attività produttive, pertanto, con il Decreto in esame ha stabilito che il GRTN dia corso alla modifica dell'ambito della rete, così come proposto, con decorrenza 1 gennaio 2003, previo conferimento degli elementi rilevanti alle società di cui all'art. 3, comma 7 del D.lgs. 79/99, da parte dei soggetti che ne avevano la disponibilità.

Sintesi delle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Accanto ai provvedimenti di carattere normativo si segnalano, inoltre, le numerose delibere adottate nel corso dell'anno dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas nell'esercizio delle sue funzioni istituzionali di soggetto regolatore del settore.

Qui di seguito vengono richiamate alcune delibere di interesse prevalente del GRTN e delle società dallo stesso controllate:

- Delibera 81/02

L'Autorità, definite le condizioni transitorie per l'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia per i clienti del mercato libero da applicarsi nel periodo precedente l'operatività del sistema delle offerte di cui all'art. 5 del D.lgs. 79/99 e individuate le modalità per l'approvvigionamento da parte del GRTN delle risorse per il servizio di dispacciamento (delibere 317/01 e 36/02), con la delibera 81/02 ha definito il corrispettivo da applicare a tale energia. L'energia occorrente per l'esecuzione del programma differenziale o per l'esecuzione di un ordine di bilanciamento è stata, infatti, valorizzata al prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso di cui alla delibera 228/01.

Inoltre, sulla base della medesima delibera, il Gestore è tenuto a concludere una convenzione con Enel S.p.a, in qualità di soggetto facente funzione di acquirente unico, relativamente alle partite economiche corrispondenti all'energia immessa in rete (per la realizzazione del programma differenziale nazionale e per l'esecuzione degli ordini di bilanciamento), nonché alla differenza tra l'energia immessa per i clienti del mercato libero e quella prelevata da questi ultimi.

- Delibera 151/02

L'Autorità ha inteso incrementare, a fronte di richieste sempre ampiamente superiori alla effettiva disponibilità, la capacità sull'interconnessione con l'estero, riconoscendo per dieci anni il diritto di accesso, a titolo prioritario, alla capacità di trasporto sulla rete di interconnessione ai soggetti che realizzano interventi di sviluppo diretto consistenti in nuove infrastrutture di rete o nel potenziamento di quelle esistenti.

- Delibere 189/02, 190/02 e 202/02

L'Autorità ha definito le regole, per l'anno 2003, riguardanti l'assegnazione della capacità di trasporto sull'interconnessione con l'estero relativamente alla frontiera settentrionale. La procedura di assegnazione ai clienti liberi di tale capacità, i cui valori sono peraltro risultati incrementati rispetto al 2002, ripropongono sostanzialmente i medesimi criteri dello scorso anno, inclusa la suddivisione della frontiera settentrionale in singole frontiere elettriche, corrispondenti ai diversi Paesi (Svizzera, Francia, Austria e Slovenia) che compongono la frontiera settentrionale (Nord-Ovest e Nord-Est) nel suo insieme.

Le modalità per l'allocazione prevedono un meccanismo di assegnazione pro-rata sulla base dell'insieme delle richieste pervenute al GRTN, l'imposizione di un limite massimo del 10% alla capacità detenibile da ciascun soggetto, l'assegnazione congiunta da parte del GRTN e del gestore francese (RTE) in base ad un regolamento condiviso ed approvato dalle Autorità

di regolazione di entrambi i Paesi ed infine un mercato secondario per le negoziazioni di breve termine dei diritti di utilizzo della capacità.

Relativamente ai clienti del mercato vincolato l'Autorità ha previsto una ulteriore riserva di capacità per la stipula di nuovi contratti di fornitura in aggiunta a quelli già posti in capo ad Enel Spa e tuttora in corso.

- **Delibere 97/02, 147/02 e 188/02**

L'Autorità ha definito le regole per l'assegnazione, in via sperimentale, della capacità sull'interconnessione con l'estero relativamente alla frontiera meridionale, valide per il periodo transitorio luglio-dicembre 2002.

In data 27 giugno 2002, con l'entrata in esercizio del collegamento in corrente continua Italia-Grecia, che costituisce parte integrante della rete di trasmissione nazionale, si è resa disponibile una quota di capacità di trasporto pari a circa 500 MW.

L'assegnazione sperimentale, effettuata congiuntamente dal GRTN e dal gestore greco (HTSO) sulla base di uno specifico accordo approvato dalle Autorità di regolazione di entrambi i Paesi, costituisce la base per la disciplina che sarà adottata dall'Autorità, con nuovo provvedimento, per l'allocazione della capacità nel 2003.

- **Delibera 204/02**

Relativamente alla cessione al mercato dell'energia cd. CIP 6, l'Autorità, in attuazione di quanto previsto dal D.M. 21 novembre 2000 come modificato dal D.M. dicembre 2001 e nuovamente modificato ed integrato dal citato D.M. 22 novembre 2002, ha disciplinato le procedure concorsuali mediante le quali il GRTN cede al mercato libero l'energia elettrica incentivata prodotta da fonti rinnovabili ed assimilate, nell'anno 2003.

In particolare sono state previste quattro procedure concorsuali, delle quali una per assegnazioni mensili e tre per assegnazioni annuali rispettivamente a favore di:

- clienti finali interrompibili con preavviso;
- clienti finali con consumi superiori al 50% in fascia F4;
- clienti idonei, diversi dalle precedenti tipologie, per la capacità rimanente.

Rispetto allo scorso anno, in aggiunta alle modifiche conseguenti al recepimento delle disposizioni dettate dal nuovo decreto ministeriale, la delibera introduce un diverso meccanismo di assegnazione non più basato su "sollecitazioni" ad offrire attivate dal GRTN.

- **Delibere 87/02 e 125/02**

In relazione ai diversi adempimenti posti a carico del GRTN dalla delibera 95/01, in tema di dispacciamento di merito economico, l'Autorità con le delibere in esame ha, nell'ordine:

- formulato alcune osservazioni alle regole di dispacciamento di merito economico predisposte dal GRTN, delle quali il GRTN medesimo ha tenuto conto nel procedere alla relativa adozione, avvenuta il 12 luglio 2002;
- approvato la suddivisione della rete rilevante in zone così come proposta dal GRTN.

- **Delibera 152/02**

L'Autorità ha aggiornato i corrispettivi per il servizio di trasporto dell'energia elettrica.

In particolare l'Autorità ha determinato, con decorrenza 1° gennaio 2003, la modifica del:

1. corrispettivo destinato alla copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento del GRTN, fissandolo in 0,0497 centesimi di euro/kWh (anziché 0,0397);
2. corrispettivo per il servizio di trasporto per le imprese distributrici (CTR) prevedendo un aumento in ciascuna fascia oraria;
3. corrispettivo per il servizio di trasporto per i produttori, fissandolo in 0,0253 centesimi di euro/kWh (anziché 0,0243).

Il gettito derivante dall'applicazione dei corrispettivi sub 2) e 3) è, come noto, versato al GRTN, ai fini della remunerazione dei proprietari di rete di trasmissione nazionale.

PRINCIPALI ATTIVITÀ SVOLTE NEL CORSO DELL'ESERCIZIO

Il GRTN ha svolto, anche per l'esercizio 2002, nel rispetto delle regole emanate dal MAP e dall'AEEG, le attività di assegnazione dei diritti di capacità di trasporto sulle linee di interconnessione e le procedure concorsuali di assegnazione ai clienti idonei dell'energia ritirata dallo stesso Gestore ai sensi dell'art. 3, comma 12, del D.lgs 79/99 e ha elaborato, come ogni anno, il Programma triennale di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale.

Nel corso del 2002 è stata sottoscritta dal GRTN e da Terna Spa la convenzione che disciplina i rapporti in ordine alla gestione, all'esercizio, alla manutenzione e allo sviluppo della porzione di rete di trasmissione nazionale di cui Terna è proprietaria.

In qualità di operatore del sistema di trasmissione, inoltre, il GRTN ha continuato l'attività per l'implementazione delle condizioni transitorie di regolazione del servizio di dispacciamento sulla base della nuova disciplina emanata dall'AEEG (delibera 228/01 e 317/01). La nuova disciplina si fonda su criteri di regolazione delle transazioni tra operatori complementari con i principi della delibera 95/01 intesa a disciplinare le condizioni di approvvigionamento e di erogazione del servizio di dispacciamento nella situazione a regime, attraverso il sistema delle offerte sui mercati delle risorse per il dispacciamento di merito economico. Anche in tale direzione è proseguita l'attività del GRTN per l'attuazione di quanto previsto nella delibera 95/01 e, in particolare, per la determinazione delle regole per il dispacciamento di merito economico e per la predisposizione dell'organizzazione delle transazioni nel mercato (registro delle unità di produzione e consumo, procedure di gestione dei contratti, settlement).

Programma triennale di Sviluppo della Rete elettrica di trasmissione nazionale

In base al D. lgs. del 16 marzo 1999 n. 79 ed al Decreto 17 luglio 2000 adottato dal Ministero delle attività produttive (MAP), il GRTN ha elaborato, come ogni anno, il Programma triennale di sviluppo (PTS) della Rete elettrica di trasmissione nazionale (RTN). Tale programma, scorrevole in quanto aggiornato ogni anno, contiene il piano industriale di sviluppo della RTN per il triennio successivo e tiene preliminarmente conto dei pareri e delle osservazioni dei soggetti proprietari o aventi la disponibilità delle reti di trasmissione nazionale, dei gestori di reti locali con cui la RTN è interconnessa, con i nuovi utenti della RTN e con le Regioni (art. 2, commi 1 e 2 del Decreto Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 22 dicembre 2000), in modo da considerare tutte le complementarità tra la rete esistente e il suo sviluppo.

Peraltro, alla luce della Direttiva 2001/42/CE del 27 giugno 2001, il GRTN ha predisposto un documento di sintesi tecnica degli interventi previsti dal PTS nella Regione Piemonte al fine dell'applicazione della Valutazione ambientale strategica al PTS stesso.

Di seguito si riassumono brevemente gli interventi di sviluppo previsti dal PTS e si dà nota dello stato di realizzazione.

Gli investimenti previsti nel piano possono essere classificati in tre categorie principali:

- potenziamento delle linee di interconnessione con l'estero;

- potenziamento e razionalizzazione della rete nazionale;
- realizzazione delle connessioni alla rete di nuovi impianti di generazione.

Potenziamento delle linee di interconnessione con l'estero

Il potenziamento delle linee di interconnessione con l'estero ha l'obiettivo di rafforzare l'utilizzazione e le capacità di trasporto delle linee esistenti attraverso interventi di breve - medio termine e dall'altro estendere l'attuale consistenza della rete e della sua capacità di trasporto attraverso investimenti a più lungo termine per la realizzazione di nuove linee di interconnessione.

Attività di intervento sulla rete

I principali interventi, nel corso del 2002, vengono di seguito sintetizzati in base alle attività intraprese sulle linee di interconnessione con le singole frontiere e, in particolare, dallo stato di attuazione del percorso di autorizzazione alla realizzazione degli interventi fino alla sperimentazione all'esercizio dell'opera:

- attività propedeutiche (iter autorizzativo in corso) alla realizzazione della nuova linea in doppia terna a 380 kV "San Fiorano - Robbia (I-CH)";
- completamento dello studio di prefattibilità ambientale per la realizzazione della nuova linea in doppia terna a 380 kV "Cordignano-Lienz (I-A)";
- nel mese di giugno 2002 sono stati completati gli adempimenti tecnici propedeutici all'esercizio del collegamento 400 kV *Italia - Grecia* conclusi con la firma del verbale di consegna all'esercizio tra GRTN e Terna;
- il GRTN ha avviato una gara per uno studio di fattibilità per un collegamento sottomarino in corrente continua tra l'Algeria e l'Italia, in base al protocollo d'intesa firmato con la SONELGAZ;
- sono state affidate alla società Terna Spa le attività per l'installazione dei PST (Phase Shifter Transformer) sulla linea in doppia terna a 380 kV "Rondissone-Albertville", presso la stazione elettrica a 380 kV di Rondissone.

Sistema per l'attuazione dell'interrompibilità

Il GRTN, ai sensi della delibera dell'AEEG n° 301/01, rende note le modalità per l'allocazione della capacità di trasporto sull'interconnessione internazionale assegnabile a tutti gli Utenti che prestano il servizio di interrompibilità in tempo reale del loro carico, avendone i requisiti. Per permettere l'attuazione della delibera, il GRTN ha progettato un sistema di controllo, denominato Banco manovra interrompibili (BMI), che, utilizzando delle macchine di teleoperazioni installate presso questi utenti, acquisisce il valore del carico da essi assorbito in tempo reale (nonché altre informazioni ausiliarie) ed invia il comando di distacco a seguito di un ordine proveniente dalle proprie sale controllo.

Il sistema BMI è stato realizzato nel corso del 2002 connettendo ad esso gli utenti che progressivamente hanno adeguato i loro impianti alle caratteristiche descritte in appositi documenti progettuali redatti dal GRTN.

Le funzioni del sistema sono disponibili presso le sale controllo del GRTN pronte per essere utilizzate qualora le condizioni di esercizio lo richiedessero per motivi di sicurezza e continuità del servizio elettrico.

Potenziamento e razionalizzazione della rete nazionale

Il potenziamento e la razionalizzazione della rete nazionale che ha l'obiettivo di migliorare la capacità e l'assetto della RTN tenendo conto dell'evoluzione del fabbisogno di energia elettrica e delle connessioni alla rete da parte dei diversi utilizzatori, nonché dell'esigenza di ridurre l'impatto sull'ambiente della RTN stessa. Tali attività si riferiscono sostanzialmente alla realizzazione di nuovi elettrodotti (compresi il potenziamento e il riclassamento di linee esistenti) e la realizzazione e/o potenziamento di stazioni elettriche e connessione di nuove cabine primarie. Tra gli interventi più rilevanti, che hanno avuto corso nel 2002, citiamo:

per la realizzazione di nuovi elettrodotti (o il riclassamento di quelli esistenti):

- realizzazione dell'elettrodotto a 380 kV Tavernuzze - S. Barbara;
- rifacimento dell'elettrodotto a 380 kV La Spezia - Acciaio;
- realizzazione dell'elettrodotto a 380 kV Livorno - Acciaio;
- realizzazione dell'elettrodotto a 380 kV Rizziconi - Feroletto - Laino;
- rifacimento dell'elettrodotto a 380 kV Laino - Rossano;
- rifacimento dell'elettrodotto a 380 kV Scandale - Rizziconi;
- rifacimento dell'elettrodotto a 380 kV C.le Enipower - Ravenna C.;
- realizzazione dell'elettrodotto a 380 kV Porto Corsini - Ravenna C.;
- rifacimento dell'elettrodotto a 380 kV Gorlago - S. Fiorano
- realizzazione dell'elettrodotto a 380 kV S. Giacomo - Teramo
- realizzazione dell'elettrodotto a 220 kV Doganella - Napoli Lev.;
- rifacimento dell'elettrodotto a 150 kV Paternò - Barca;
- realizzazione dell'elettrodotto a 150 kV Laino - Rotonda;
- rifacimento dell'elettrodotto a 132 kV Crevola Toce - Domodossola;
- rifacimento dell'elettrodotto a 132 kV Domodossola - Calice;
- rifacimento dell'elettrodotto a 132 kV Spoleto - Villavalle;
- rifacimento dell'elettrodotto a 132 kV Pallanzeno - Borgomanero.

per le stazioni elettriche:

- 11 autotrasformatori da 160-250 MVA installati nelle stazioni di Arezzo, Pordenone, Candia, Caracoli, Trento Sud, Cordignano, Villavalle, Matera, Roma Sud e 4 batterie di condensatori di rifasamento installati nelle stazioni elettriche a 132 kV di Fano, S. Damaso, Candia, Parma Vigheffio;
- nuova stazione a 132-150 kV realizzata nel comune di Monteferrante;
- nuova stazione a 220 kV realizzata nel comune di Pietrafitta;
- nuova sezione a 380 kV in esecuzione blindata nella stazione di Villavalle;
- nuova sezione a 380 kV nella stazione di Pian della Speranza;
- *connessione alla RTN di 11 nuove cabine primarie a 132 kV delle società elettriche di distribuzione.*

per le linee elettriche:

- nuova linea a 380 kV Candela - Foggia (40 km) - La costruzione della linea è subordinata

alla realizzazione della centrale Edison di Candela da 370 MW. La data presunta di entrata in servizio è stimata per gennaio 2005.

- Completamento dello studio di fattibilità per il collegamento con cavo sottomarino in corrente continua Sapei (Sardegna - Penisola Italiana);
- Studio di fattibilità in corso per la costruzione Elettrodotto 380 kV Sorgente - Rizziconi.

Connessione alla rete di nuovi impianti di generazione

L'elaborazione delle soluzioni di connessione viene effettuata ai sensi dell'art. 3, commi 1 e 2 del D. lgs. del 16 marzo 1999, per i quali il GRTN ha obbligo di connessione alla RTN di tutti i soggetti che ne facciano richiesta, e della delibera del 28 marzo 2002 n. 50/02 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG). Le connessioni alla RTN di nuovi impianti di generazione rappresentano una condizione necessaria per aumentare la capacità produttiva del sistema elettrico nazionale. Tali connessioni – che comportano in ogni caso la verifica di impatto degli impianti sulla RTN, effettuata tramite l'impiego di software specifico – possono essere suddivise nelle seguenti tipologie: i) connessioni di centrali termoelettriche di grossa taglia (con potenza termica maggiore di 300 MW); ii) connessioni di centrali di piccola taglia termoelettriche o da fonte rinnovabile (per lo più centrali eoliche) e connessioni di utenti che prelevano energia elettrica; iii) interconnessioni fra la RTN e altre reti interoperanti con essa.

Taluni adempimenti previsti nella delibera n. 50/02 hanno visto il GRTN impegnato nella definizione: i) della proposta per la determinazione dei parametri economici per il calcolo del corrispettivo dovuto al Gestore a copertura delle attività di gestione delle richieste di connessione di cui all'art. 7, comma 7.1 della suddetta delibera; ii) della procedura per l'erogazione del servizio di connessione alla RTN ("modalità e condizioni contrattuali per l'erogazione del ser-

vizio di connessione alla RTN”), entrambe inviate all’attenzione dell’AEEG nel corso del 2002. La realizzazione delle connessioni alla rete di nuovi impianti di generazione, in ottemperanza della delibera del 26 marzo 2002 n. 50/02 dell’AEEG, il Gestore ha avviato, nel periodo considerato, le attività per la realizzazione delle connessioni dei seguenti impianti:

- ENELGREENPOWER (25 MW) a 150 kV - parco eolico di Sa Turrina Manna di Tula;
- ENELGREENPOWER (22 MW) a 220 kV - C.le idroelettrica del Tirso;
- FRIEL (22 MW) a 150 kV - parco eolico di Nurri;
- EDISON (760 MW) a 380 kV - C.le termoelettrica di Altomonte;
- FRIEL (22 MW) a 150 kV - parco eolico di Andretta Bisaccia (70 MW);
- EDIPOWER (1120 MW) a 380 e 220 kV - C.le a ciclo combinato di Chivasso gr. 4 e 5.

Progetto ATLARETE

Il progetto ATLARETE, sviluppato dal GRTN ha consentito la realizzazione di un sistema informativo geografico per la consultazione interattiva di alcune delle principali caratteristiche della rete elettrica AAT e AT nazionale a partire dalla posizione geografica degli impianti (linee, stazioni e centrali di produzione).

Il Sistema geografico ATLARETE-GIS, (Geographic Information Systems), ha consentito al GRTN di sviluppare alcune applicazioni informatiche specialistiche e la pubblicazione dell’Atlante, in scala 1:200.000, e della Carta, in scala 1:1.000.000, della rete elettrica italiana AAT e AT.

La cartografia tecnica della rete elettrica AAT e AT, ricavata dal sistema geografico ATLARETE, è la seguente:

- carta murale della rete elettrica italiana a 380 kV, 220 kV in scala 1:1.000.000;
- atlante della rete elettrica italiana 380 kV, 220 kV, 150 kV e 132 kV in scala 1:200.000 suddiviso in due volumi (denominato ATLARETE).

L’atlante riporta i tracciati indicativi delle linee elettriche, su una base cartografica 1:200.000, e un quadro sintetico, di immediata consultazione, delle caratteristiche principali delle stesse linee elettriche, delle stazioni e delle centrali di produzione. In esso sono indicate la Rete elettrica di trasmissione nazionale “RTN” e gli altri impianti ad alta tensione ricadenti nel territorio italiano non appartenenti alla RTN.

L’Atlante e la carta murale sono stati realizzati coinvolgendo tutti i proprietari della RTN ed Enel Distribuzione in particolare. Copia dell’Atlante e della carta murale è stata fornita ai Titolari della RTN e ai gestori delle reti in alta tensione.

Gestione della rete di trasmissione nazionale

La riforma del settore elettrico in Italia ha previsto la separazione della proprietà della RTN dalla sua gestione, affidata al GRTN. La relazione tra i singoli proprietari degli elementi della RTN e il GRTN è regolata, sulla base di quanto previsto all’art. 3, comma 8, del D.lgs. 79/99, da specifiche convenzioni tra i due soggetti. Nel corso del 2002 è stata sottoscritta dal GRTN e da Terna Spa la convenzione che disciplina i rapporti in ordine alla gestione, all’esercizio, alla manutenzione e allo sviluppo della porzione di rete di trasmissione nazionale di cui Terna è proprietaria.

Per quanto riguarda le convenzioni da concludersi con gli altri soggetti titolari di porzioni di

RTN, il GRTN ed i proprietari "minori" stanno operando per definire, congiuntamente, alcuni aspetti modificando, ove necessario, il testo tipo della convenzione in ragione della specificità delle singole porzioni di rete, di volta in volta coinvolte, così da addivenire alla stipula di convenzioni "personalizzate" e complete di allegati condivisi.

Inoltre, sempre nel corso del 2002 è stato sottoscritto dal GRTN e da Terna Spa un "Accordo Quadro" che regola l'ipotesi di affidamento diretto nel caso di interventi modulari e standard (ad es. esecuzione di stalli e raccordi) da eseguire su impianti già esistenti nella disponibilità di Terna.

Il mercato libero

Il 2002 è stato l'anno di prelude e di preparazione degli operatori al meccanismo del sistema delle offerte, previsto dal modello della borsa dell'energia elettrica. A tal fine l'Autorità ha individuato un periodo transitorio per la regolazione delle transazioni e il funzionamento del mercato libero nel sistema elettrico nazionale (delibera 317/01 e 36/02). Inoltre è stato semplificato il meccanismo di determinazione dei corrispettivi di trasporto introdotto dalla delibera 13/99, riportandolo ad uno schema tariffario semplificato e armonizzato, per i clienti idonei e per i distributori in qualità di soggetti che prelevano energia elettrica per i clienti vincolati, le modalità di calcolo e di gestione dei corrispettivi da versare al GRTN per i servizi di trasporto (delibera 228/01). Le condizioni di regolazione dei servizi per l'erogazione del dispacciamento nel periodo transitorio, inoltre, demandano al GRTN le competenze di gestione delle attività di bilanciamento delle potenze orarie nei punti di consegna e di riconsegna della rete e di scambio dell'energia mensile per fasce orarie tra i medesimi punti.

Gli operatori del mercato libero hanno quindi sottoscritto i contratti di bilanciamento e scambio, messi a punto dal GRTN ed approvati dall'AEEG, per regolare con il GRTN la potenza e l'energia dalle immissioni della loro offerta sino alle riconsegne ai loro clienti finali.

Parallelamente, è proseguita l'attività per la predisposizione delle regole per l'erogazione del dispacciamento nel periodo a regime, ovvero con l'operatività del sistema delle offerte nei mercati dei servizi per il dispacciamento.

Sotto il profilo attuativo-gestionale, la stipula dei contratti di bilanciamento della potenza in consegna ed in riconsegna e di scambio dell'energia sulla rete, destinata ai clienti idonei, per l'anno 2002 che, come noto, è stata effettuata sulla base delle autocertificazioni effettuate dagli operatori con modalità completamente informatizzata e veicolata sul data base del GRTN via Web ha presentato particolari problematiche quanto alla gestione dei contratti e i saldi delle rispettive partite commerciali.

Il *mercato libero dell'energia*, nel corso del 2002, è stato caratterizzato da una domanda complessiva di circa 115 TWh, di cui 21 TWh da autoproduzione. Alla copertura dei 94 TWh di domanda esplicita dei clienti idonei al netto dell'autoproduzione, hanno contribuito le importazioni per circa 31 TWh (su un totale importazioni, inclusi i contratti pluriennali destinati al mercato vincolato, di 50,6 TWh), la produzione ritirata dal GRTN ai sensi del comma 12, dell'art. 3 del D.lgs 79/99 (cd. produzione CIP 6) per circa 40 TWh (su una produzione totale di 54,5 TWh) e altra produzione nazionale direttamente venduta dai produttori a clienti idonei per 23 TWh (24%).

Assegnazione dell'energia acquistata "spot" sul mercato estero

Il GRTN, anche se in misura più contenuta nel corso dell'anno, 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 ed 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 (mercato secondario o di aggiustamento).

Energia prodotta da impianti "CIP 6" acquistata dal Gestore e ceduta al mercato libero

La disponibilità dell'energia elettrica prodotta da impianti a prezzi incentivati (cd. impianti CIP 6) ed a prezzi regolati dall'AEEG ceduta alla rete ed acquistata dal GRTN ha raggiunto, a fine 2002 i 54,5 TWh (53,5 TWh nel 2001), di cui 40TWh sono stati collocati dal GRTN sul mercato libero in base alle modalità previste dal D.M. 22/11/02 e alle procedure concorsuali fissate dall'AEEG con la delibera 204/02.

Il D.M. 22 novembre 2002 stabilisce che, fino all'operatività del sistema delle offerte di cui all'art. 5 del D.lgs. 79/99, il Gestore della rete ceda parte della capacità di produzione ritirata ai sensi dell'art. 3, comma 12, dello stesso decreto al mercato libero sulla base di procedure concorsuali disciplinate dall'Autorità.

A seguire, la delibera 204/02 dell'AEEG ha stabilito le modalità del meccanismo, i prezzi base d'asta ed il calcolo dei prezzi di assegnazione in funzione dei possibili rilanci e con riferimento alle tre aste annuali per ogni tipologia di offerta di domanda ed all'asta su base mensile. Per le assegnazioni annuali si è proceduto all'effettuazione di tre aste: una prima asta (da 1.000 MW), una seconda asta (da 400 MW) e una terza asta (da 3.000 MW). L'energia non allocata mediante le procedure concorsuali, pari alla differenza tra l'energia prodotta stimata per il 2003 (57 TWh) e l'energia allocata al mercato libero (40 TWh) viene ceduta dal GRTN all'Enel distribuzione Spa.

Importazioni e allocazioni della capacità di trasporto disponibile sull'interconnessione

La continua e proficua cooperazione tra il GRTN ed i gestori delle reti confinanti ha portato ad una valutazione unitaria del valore della massima capacità di trasporto sull'interconnessione ed alla definizione delle rispettive quote di ripartizione della capacità di trasporto destinata alle importazioni per il mercato libero.

L'indirizzo dell'Autorità di regolazione 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 ad eccezione per quella francese. Difatti,