

dall'Autorità con l'assegnazione della capacità di import agli operatori richiedenti basata su un criterio di ripartizione pro quota della capacità disponibile, nel rispetto dei vincoli antitrust. A tale assegnazione ha fatto seguito la stipula, da parte del Gestore, di contratti di vettoriamiento internazionale, che hanno assicurato il trasferimento dell'energia dai punti di interconnessione con l'estero a quelli di consumo, mediante l'utilizzazione della rete di trasmissione nazionale dalla quale l'energia è stata poi trasportata sulle reti di distribuzione.

Sempre in materia di interconnessione, nelle direttive del Ministero dell'industria (dicembre 2000), il GRTN è stato autorizzato ad avviare un programma di sperimentazione al fine di individuare l'eventuale incremento della capacità di interconnessione con l'estero, conseguibile, nel rispetto della sicurezza del sistema elettrico nazionale, nel caso in cui uno o più utenti si rendano disponibili a distacchi di carico istantanei. I risultati della sperimentazione hanno dimostrato che un incremento sull'interconnessione si rende possibile nel rispetto di determinate condizioni, in particolare se la maggiore disponibilità di energia è vincolata alla destinazione a clienti interrompibili in tempo reale e alla sussistenza di altre condizioni (particolare dislocazione geografica dei carichi interrompibili,

disponibilità degli impianti di generazione all'estero a distacchi in tempo reale, ecc.).

Con riferimento a tale disponibilità l'Autorità, con delibera n. 21/01, ha definito le modalità e le condizioni di assegnazione della capacità di trasporto sull'interconnessione che si rende disponibile a seguito della possibilità di distacco istantaneo di carico delle utenze.

In sostanza con tali meccanismi sono state apprestate le condizioni per incrementare la capacità di importazione di energia elettrica, considerato che circa il 16% dei consumi nazionali è costituito da energia estera, essendo il nostro Paese il principale importatore europeo.

4.3- Energia prodotta da fonti rinnovabili o assimilate (CIP 6)

Il decreto di riforma del sistema elettrico ha stabilito (art. 3, comma 12) la cessione al GRTN da parte dell'ENEL dei diritti e delle obbligazioni relative all'acquisto di energia elettrica comunque prodotta da altri operatori nazionali. Il GRTN viene così ad essere titolare dell'acquisto e della vendita dell'energia prodotta dagli impianti di generazione da fonti rinnovabili e assimilate (c.d. energia CIP 6)¹⁰.

¹⁰ Secondo la definizione data dal decreto legislativo n. 79/99 (art. 2 n. 15) sono fonti energetiche rinnovabili: il sole, il vento, le riserve idriche, le risorse

In applicazione di detta normativa, sono stati stabiliti dal Ministero dell'attività produttive i criteri e le modalità di assegnazione dell'energia prodotta da detti impianti. In base a tali criteri è previsto che, fino all'operatività della "borsa elettrica", l'energia di tale provenienza, acquisita dal GRTN, venga da questi ceduta al mercato libero mediante apposite procedure concorsuali e che l'energia non collocata venga offerta e ceduta direttamente al mercato vincolato.

In relazione al mercato libero, è stata prevista dal decreto del ministero dell'industria 21.11.00 la riserva di una quota di potenza pari a 500 MW a "clienti disponibili a distacchi di carico realizzabili in tempo reale" e la riserva di una ulteriore quota di 1.500 MW a "clienti disponibili a distacchi di carico con preavviso definito dal GRTN e comunque inferiore a 24 ore". Si tratta per lo più di grandi utenze di allacciamento alla rete in alta e altissima tensione che, in relazione ai propri processi di produzione industriale, disponendo di particolare dispositivi tecnici, sono in grado di far fronte ad eventuali distacchi di carico che, a seconda della tipologia di utente, possono, appunto, essere con o senza preavviso. Proprio in relazione a dette esigenze di distacco i clienti che partecipano all'assegnazione di tale capacità

geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione di energia elettrica dei prodotti vegetali o dei rifiuti organici e inorganici.

devono essere necessariamente clienti finali, ossia clienti che utilizzano la capacità esclusivamente per propri consumi.

La restante quota di capacità viene assegnata a clienti idonei¹¹ ai quali non sono richieste interruzioni.

Le procedure di cessione sono regolate da provvedimenti dell'Autorità la giudicazione delle quote spetta al G.R.T.N. secondo il sistema del rialzo sul prezzo base, in relazione alle diverse tipologie di utenza sopra indicate.

L'attività di compravendita dell'energia prodotta da fonti rinnovabili e assimilate è caratterizzata: da prezzi di acquisto amministrativi e incentivanti, secondo criteri determinati dal provvedimento CIP n. 6/92 e da prezzi di cessione di tale energia per lo più non remunerativi. La necessità di ristabilire l'equilibrio gestionale rientra nelle previsioni dell'art. 3, comma 13, del decreto legislativo n. 79, in base al quale "ai fini di assicurare la copertura dei costi sostenuti dal gestore, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas include negli oneri di sistema la differenza tra i costi di acquisto del gestore e la somma dei ricavi derivanti dalla vendita dell'energia sul mercato".

¹¹ Cliente idoneo è la persona fisica o giuridica che ha la capacità di stipulare contratti di fornitura con qualsiasi produttore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero.

In sostanza i costi di incentivazione (differenza tra prezzo dell'energia venduta sul mercato finale e prezzo riconosciuto ai produttori) sono a carico dei consumatori e vengono recuperati attraverso la componente A3 degli oneri di sistema che compongono la tariffa elettrica.

Nello svolgimento dell'attività di compravendita dell'energia CIP 6, il Gestore si è attenuto alle disposizioni di volta in volta emanate dall'Autorità (in particolare delibera n. 20/2001) nelle quali è stato ribadito il principio della copertura dei costi, comprensivi degli oneri fiscali, ed è stato assegnato alla Cassa conguaglio per il settore elettrico la contabilizzazione e il pagamento della differenza spettante al Gestore tra i costi di acquisto e la somma dei ricavi derivanti dalla vendita di energia.

In effetti la Cassa conguaglio viene a svolgere una funzione di interposizione, nel caso in cui l'acquisto di energia CIP 6 venga effettuato da clienti vincolati (in base a contratto di fornitura stipulato con il distributore di area) i quali versano al distributore l'importo dovuto, quest'ultimo raccoglie una componente di tale importo (c.d. componente A3) che trasferisce alla Cassa conguaglio, la quale, a sua volta, la trasferisce al Gestore, il quale, infine, la trasferisce ai produttori di energia CIP 6.

Tale meccanismo complesso, che ovviamente determina sfasature nei tempi attuativi dei vari passaggi (raccolta di fatture per gli acquisti e le vendite, contabilizzazione delle stesse, erogazione degli importi) non è applicato nei contratti, comprensivi anche della prestazione del vettoriamiento, stipulati dal Gestore con i clienti liberi, contratti che consentono al Gestore la raccolta diretta di una delle componenti (A3) della vendita di detta energia.

Il meccanismo suddetto con il quale, mediante l'interposizione della Cassa conguaglio, si provvede alla copertura della differenza tra costi sostenuti per l'acquisto e ricavi derivanti dalla vendita di energia CIP 6 effettuata dal Gestore, ha dato luogo a ripercussioni negative sul sistema dei pagamenti effettuati dalla Cassa conguaglio, dato che il Gestore può fruire di erogazioni solo parziali a fronte di contributi ad esso spettanti.

Le questioni connesse alla tempistica dei pagamenti e alla conseguente liquidità di cassa del Gestore relativamente all'attività di compravendita dell'energia CIP 6 non sembrano avere trovato soddisfacente soluzione nelle successive disposizioni impartite dall'Autorità (delibera n. 228/01). Esse confermano il meccanismo di anticipazione, su base mensile, da parte della Cassa conguaglio della differenza tra ricavi della vendita sul mercato di detta energia e i costi

sostenuti dal Gestore per l'acquisto della stessa dai produttori cedenti, anzi, tali disposizioni escludono la possibilità per il Gestore di provvedere alla riscossione diretta della componente tariffaria legata alla disciplina del vettoriamiento e del servizio di trasporto dell'energia. Si fa riserva di riferire nella prossima relazione sugli ulteriori sviluppi di tali tematiche.

4.4- I certificati verdi

Il decreto legislativo 79/99 prevede la graduale eliminazione dei sistemi di incentivazione vigenti e introduce all'art. 11 un nuovo modello per la promozione delle fonti rinnovabili.

Sulla base del nuovo sistema, non ancora attuato, l'incentivo per la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili viene determinato da meccanismi di mercato.

In particolare i nuovi impianti, entrati in esercizio o ripotenziati in data successiva al 1° aprile 1999 hanno diritto a ricevere, per un periodo di tempo prefissato, un numero di certificati verdi proporzionali alla produzione di energia rinnovabile generante. Tali certificati saranno scambiati tra gli operatori attraverso contratti bilaterali o in una specifica sede di negoziazioni, organizzata dal GME, (quando inizierà a funzionare).

La domanda di certificati sarà assicurata attraverso l'imposizione dell'obbligo, ricadente sui produttori e importatori di energia elettrica da fonti convenzionali, di immettere nel sistema elettrico nazionale una quota di energia da fonti rinnovabili pari al 2% dell'energia da fonti convenzionali prodotta o importata nell'anno precedente. L'obbligo riguarda la quota parte di energia prodotta o importata che eccede la soglia dei 100 Gwh. L'incontro tra domanda e offerta di energia rinnovabile determinerà il valore dei certificati verdi che, in sostanza, rappresenta l'incentivo di cui godono gli impianti a cui fanno capo i relativi diritti. La remunerazione degli impianti che hanno diritto ad emettere i certificati verdi sarà determinata dalla vendita degli stessi ai produttori terzi e dalla vendita separata ai consumatori dell'energia elettrica prodotta da tali impianti.

4.5- Interventi per la regolazione e la concorrenza nel settore elettrico

Con la cessione di due delle tre società di generazione (Elettrogen S.p.a., avvenuta nel luglio 2001 ed Eurogen S.p.a. avvenuta nel maggio 2002) dovrà ancora verificarsi quella di Intepower S.p.a., per completare le prime fasi del processo che prevedono entro il 2002 la dismissione da parte dell'ENEL di 15.000 MW della propria capacità produttiva (D.P.C.M. 4 agosto 1999) accelerando per tale via,

l'apertura alla concorrenza delle attività di generazione e vendita di energia.

Con l'intento di accelerare il processo di modifica della struttura dell'offerta - che vede l'ex monopolista conservare la posizione largamente dominante dei mercati sia della generazione che della vendita e una struttura della domanda che colloca l'Italia tra i Paesi "con un grado di apertura del mercato tra i più bassi (40% della domanda totale) - sono stati effettuati interventi normativi di rilievo nel corso degli anni 2001-2002.

La legge 5 marzo 2001, n. 57 ha previsto, (art. 10, comma 4) l'ampliamento del mercato libero fino a circa il 60% della domanda totale e la riduzione della soglia di idoneità a un livello di consumo pari a 0,1 GWh annui a decorrere dal novantesimo giorno successivo al completamento della cessione da parte dell'Enel dei 15.000 MW della capacità di generazione.

Con il decreto legge 7 febbraio 2002, n. 7, convertito in legge 9 aprile 2002, n.55 sono state introdotte disposizioni volte a garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale ed evitare interruzioni del servizio e crisi nella fornitura di energia elettrica, dato che, in base alle analisi governative, la produzione della stessa nei prossimi tre anni è, nelle condizioni attuali, insufficiente a soddisfare il crescente bisogno

rendendo il Paese dipendente da un aumento delle importazioni. A fronte della crescente domanda (tra il 2000 e il 2001 i consumi interni sono aumentati del 2,3%), le difficoltà organizzative e i tempi dell'azione amministrativa hanno finora rallentato la crescita del potenziale elettrico nazionale. La legge prevede quindi misure per accelerare e semplificare le procedure di autorizzazione per l'installazione, la modifica e il ripotenziamento di impianti di energia elettrica di potenza superiore a 300 MW termici, a prescindere dal soggetto che richiede l'autorizzazione.

In base a detta normativa, gli impianti, gli interventi di modifica e le opere sono dichiarati opere di pubblica utilità e l'autorizzazione è rilasciata dalla Conferenza Stato-Regioni a seguito di un procedimento al quale partecipano le amministrazioni statali e locali. Le centrali elettriche sono considerate, agli effetti della valutazione di impatto ambientale (VIA), insediamenti produttivi strategici e la relativa procedura viene semplificata con l'eliminazione di alcuni passaggi.

L'obiettivo dichiarato è quello di arrivare alla conclusione in tempi abbreviati (sei mesi rispetto alla media attuale di almeno due anni), con un provvedimento unico, adottato dal Ministero della attività produttive, dell'iter amministrativo richiesto per la costruzione, la modifica e il ripotenziamento delle centrali.

In tema di regolazione e concorrenza nel settore elettrico, è infine da segnalare il decreto legge n. 192 del 25 maggio 2001 (convertito in legge 20 luglio 2001, n. 301) che ha introdotto disposizioni urgenti per salvaguardare i processi di liberalizzazione e privatizzazione di specifici settori dei servizi pubblici.

Il provvedimento si è reso necessario per evitare che soggetti che operano in mercati protetti dai Paesi di origine possano godere dei vantaggi lesivi della concorrenza nel mercato europeo. Esso prevede che, qualora soggetti controllati direttamente o indirettamente da uno Stato o da altre amministrazioni pubbliche, titolari nel proprio mercato nazionale di una posizione dominante e non quotati in mercati finanziari regolamentati, acquisiscano partecipazioni superiori al 2% nel capitale sociale di società operanti nei settori elettrico e del gas, il rilascio o il trasferimento dei provvedimenti autorizzatori o concessori a loro favore sia effettuato a condizione che il diritto di voto inerente alle azioni eccedenti il limite del 2% venga automaticamente sospeso e non conti ai fini dei quorum assembleari deliberativi. In tal caso non possono altresì essere esercitati i diritti di acquisto o sottoscrizione a termine o differiti¹².

¹² La norma è stata predisposta in occasione dell'annuncio dell'acquisto da parte della società pubblica francese *Electricité de France* (EDF), di una quota azionaria del 20% nel capitale della *MONTEDISON*. La EDF ha iniziato da

4.6- Il sistema tariffario

Nonostante i progressi registrati, ancora limitati risultano i benefici in termini di prezzi agli utenti finali e in parte riconfermate le distorsioni di prezzo legate a vecchie logiche tariffarie. I prezzi dell'elettricità per utente domestico risultano superiori a quello di tutte le altre realtà nazionali: rispetto ad un prezzo medio di 0,146 euro per kwh, la media europea è di poco superiore a 0,10 (la nazione più vicina ai risultati italiani è nel 2001 la Germania con 0,12 euro per kwh). Pur se in misura più ridotta lo stesso risultato è riscontrabile nel caso delle tariffe per uso industriale: il prezzo in Italia è nel 2001 uguale a 0,08 euro a kwh contro la media europea di 0,06.

Le tariffe elettriche						(Fonte Eurostat)				
(costo in euro per kwh)										
Paesi	Le tariffe elettriche per gli utenti industriali					Le tariffe elettriche per le utenze domestiche				
	1995	1997	1999	2000	2001	1995	1997	1999	2000	2001
Belgio	0,08	0,07	0,07	0,08	0,08	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Germania	0,10	0,08	0,08	0,07	0,07	0,12	0,13	0,13	0,12	0,12
Grecia	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Spagna	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06	0,11	0,10	0,09	0,09	0,09
Francia	0,07	0,06	0,06	0,05	0,06	0,10	0,10	0,09	0,09	0,09
Irlanda	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08	0,08
Italia	0,06	0,06	0,07	0,08	0,08	0,14	0,17	0,16	0,16	0,15
Olanda	0,06	0,06	0,06	0,08	0,06	0,09	0,09	0,08	0,11	0,09
Austria	0,08	0,08	0,07	-	-	-	0,10	0,10	0,10	0,09
Portogallo	0,08	0,07	0,06	0,06	0,07	0,13	0,12	0,12	0,12	0,12
Finlandia	0,05	0,04	0,04	-	0,04	0,07	0,07	0,06	0,06	0,07
Svezia	-	0,04	0,04	0,04	0,04	-	0,07	0,06	0,07	0,07
UK	0,05	0,06	0,06	0,07	0,06	0,09	0,11	0,10	0,10	0,10
EU15	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06	0,11	0,11	0,10	0,10	0,10

tempo una strategia di partecipazione in società straniere, mirando a diventare il principale fornitore di elettricità e servizi in Europa.

Nel settore elettrico la regolazione della tariffa all'utenza finale è finalizzata, oltre che a garantire la tariffa unica sul territorio nazionale, soprattutto a evitare che le imprese di distribuzione sfruttino il loro potere di monopolio locale a danno dei consumatori.

La tariffa di vettoriamiento sottopone a regolazione il segmento di mercato subito a monte, con effetti positivi sulla tariffa all'utenza finale ma anche con l'obiettivo di evitare che le tariffe di accesso alla rete di trasporto ad alta tensione mettano fuori mercato le imprese concorrenti nella generazione di energia elettrica.

Le tre componenti della tariffa di vettoriamiento – corrispettivi per la potenza impegnata, corrispettivi per l'uso del sistema e corrispettivi di copertura delle perdite sulla rete – sono regolate dall'Autorità in modo da risultare orientate ai costi di produzione del servizio di trasporto.

A sua volta, la tariffa utenti è la risultante di tre distinte componenti: prezzo di generazione, oneri di sistema e tariffa di distribuzione e fornitura (tariffa base). Solo quest'ultima componente è sottoposta a un regime di price cap¹³. Il prezzo di generazione si forma

¹³ Si tratta di una metodologia che punta a ricostituire un regime di prezzo parametrico per l'impresa, analogo per quanto possibile a quella che si avrebbe in un mercato concorrenziale, così da scremare la rendita del monopolista a favore dei consumatori e da spingere l'impresa a guadagnare

liberamente sul mercato e il suo riversamento in tariffa finale è regolato da un meccanismo di indicizzazione simmetrico – in aumento e in diminuzione – che ne consente un aggiornamento a scadenza bimestrale, qualora si verifichi una variazione superiore al 2 per cento nel prezzo di un paniere di combustibili fossili sui mercati internazionali. Gli oneri di sistema sono stabiliti dall'Autorità e si riferiscono a rimborsi all'ENEL di oneri straordinari ai costi per la produzione di energia con nuovi impianti da fonti rinnovabili, al finanziamento dell'attività di ricerca.

Sempre per quanto riguarda il sistema tariffario, l'Autorità, nella sua annuale relazione (luglio 2002) rappresenta che l'insieme delle misure dalla stessa adottate, unitamente alla diminuzione delle imposte sui consumi di energia elettrica stabilita dalla legge finanziaria, avrebbero determinato a fine 2001 una riduzione media del 5% del prezzo pagato dai consumatori finali rispetto alla fine del 2000 e ciò in quanto nel 2001 le tariffe..... per i clienti domestici sono lievemente aumentate nella media europea, ma diminuite in Italia". Le tariffe per le utenze industriali hanno fatto segnare una diminuzione sia nella media europea che in Italia.

efficienza e a ridurre i costi (si usa dire che il price cap è uno schema di incentivazione "ad alto potenziale").

E' ancora da tenere presente, in base ai dati ENEL riportati nella relazione della Corte dei conti al Parlamento,¹⁴ che nell'arco temporale compreso fra il gennaio 1996 ed il novembre 2001, il prezzo medio dell'energia elettrica è cresciuto, in valori nominale, del 6%, ma in termini reali e tenuto conto di un tasso medio annuo di inflazione del 2,4%, è diminuito dell'1,2%. In particolare, mentre la tariffa base è stata ridotta, in valori nominali, del 24,4%, sono aumentate le componenti relative al costo dei combustibili (+78,2%) ed alle imposte ed oneri di sistema (+14,8%).

Da ciò può dedursi che l'incremento del prezzo medio nominale è imputabile in misura preponderante all'andamento fortemente negativo, specie in alcuni anni, del prezzo del combustibile, ma anche al peso crescente degli oneri di sistema, fra i quali emerge in particolare il sostegno alle fonti rinnovabili ed agli impianti c.d. assimilati; si è invece ridotta la componente tariffaria che va ad alimentare il conto economico delle aziende elettriche. Nei bilanci ENEL tale riduzione è stata calcolata nella misura del 10,7% nel 2000 e del 20% nel 2001.

Per quanto riguarda poi il differenziale di costo dell'energia elettrica fra l'Italia e gli altri principali Paesi europei (peraltro non

¹⁴ Vedasi Relazione della Corte dei conti sui risultati della gestione ENEL S.p.A. per gli esercizi 2000-2001.

esteso a tutte le tipologie di utenze) esso deriva – com'è generalmente noto – da fattori strutturali del nostro sistema, che in particolare si riferiscono: a) all'assoluta prevalenza, tra le fonti di produzione di energia elettrica, del petrolio e del gas naturale, che coprono oltre il 70% del nostro fabbisogno, vale a dire la stessa quota che nel resto d'Europa deriva dall'uso di carbone e nucleare, con costi nettamente inferiori; b) alla diversa incidenza del carico fiscale; c) all'elevato livello degli oneri generali di sistema; d) alla scarsa efficienza di un parco di generazione in parte obsoleto e con rendimenti di conversione modesti.

In ordine ai fattori ora indicati che determinano il differenziale di costi dell'energia elettrica, questo potrà essere modificato in misura significativa soltanto nel medio periodo e soltanto agendo su tutti i fattori causali predetti, a cominciare dal favorire un riequilibrio del mix di combustibili utilizzati, privilegiando le fonti più economiche e/o approvvigionabili in mercati più aperti ed affidabili (come il carbone e le energie derivanti da fonti rinnovabili).

Come sopra accennato, tra gli oneri generali di sistema (una delle componenti della tariffa elettrica) sono compresi i rimborsi per i c.d.