modulazione e di punta, data la loro importanza strategica nel definire il prezzo dell'energia elettrica.

L'introduzione del nuovo tetto avrebbe, nei fatti, reso inutile il ricorso ai VPP, ma l'articolo relativo al citato intervento veniva successivamente stralciato dal disegno di legge AS 1125, rendendo necessaria l'individuazione di ulteriori misure per accelerare il processo di liberalizzazione nell'offerta di energia elettrica.

Nuovamente, in occasione della segnalazione al Governo su possibili misure per la promozione della concorrenza nel mercato dell'energia elettrica trasmessa con delibera del 13 giugno 2002, n. 106, venivano avanzate numerose proposte per limitare il potere di mercato dell'operatore dominante.

In particolare, si sottolineava la necessità di rivedere e integrare le quote stabilite dal decreto legislativo n. 79/99, considerando l'articolazione del mercato in zone geografiche, quindi, in presenza di vincoli di trasporto sulla rete nazionale, la possibilità di concentrazione dell'offerta su scala regionale; si faceva inoltre rilevare che rimanevano quasi esclusivamente di proprietà del gruppo Enel gli impianti di modulazione e di punta, fondamentali nel definire i prezzi dell'energia elettrica sul mercato.

Per ovviare a questi aspetti anticompetitivi la segnalazione avanzava la proposta di:

- introdurre, per i soggetti già operanti prima del decreto legislativo n. 79/99, un tetto massimo del 40 per cento di produzione e importazione, al netto dell'autoproduzione e dell'energia incentivata di cui all'art 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99, a decorrere dall'1 gennaio 2006; per i nuovi soggetti veniva chiesto invece un tetto del 20 per cento;
- introdurre soluzioni che in via transitoria sottraessero a Enel parte della disponibilità di energia generata in impianti di modulazione e di picco, ricorrendo ai VPP, o a contratti di produzione in conto terzi, disciplinati dall'Autorità; oppure affidando la disponibilità di energia da impianti di modulazione e di picco a un soggetto terzo, quale, per esempio, il Grtn;
- rivedere, con riferimento al decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 4 agosto 1999, le clausole riguardanti il periodo minimo di mantenimento delle attività di produzione nell'ambito delle società che hanno acquisito i 15 000 MW di impianti dismessi da Enel.

La delibera 1 agosto 2002, n. 151, e le linee dirette e di accesso prioritario all'interconnessione con l'estero

Il Documento per la consultazione del 27 febbraio 2002 era stato preparato con l'intento di giungere alla definizione di modalità che favorissero gli interventi per l'attivazione di linee dirette per lo scambio di energia elettrica con l'estero. Il Documento definisce una "linea diretta per lo scambio con l'estero" come una rete senza obbligo di connessione di terzi, che collega una zona di rete inter-

connessa di competenza di un gestore estero con la rete di trasmissione italiana a mezzo di un solo sito di connessione, stabilito sul territorio nazionale.
A giudizio dell'Autorità, in una fase transitoria, la realizzazione di queste linee dirette potrebbe sia contribuire alla formazione della concorrenza nell'offerta di energia elettrica per il mercato libero, sia sopratutto, ampliare la quantità di energia elettrica importata dall'estero oltre i limiti posti dalla capacità di trasporto della rete di interconnessione facente parte della rete di trasmissione nazionale.
Tuttavia è prerogativa del Ministero delle attività produttive definire gli obbiettivi e le linee di politica generale che consentono di precisare le esigenze di incremento della capacità di scambio con l'estero e il grado di concorrenza nell'offerta di energia elettrica importante per la determinazione della durata della fase transitoria.
Ai fini della promozione della concorrenza, l'Autorità ha provveduto a emanare un provvedimento (delibera n. 151/02) contenente disposizioni in tema di accesso prioritario alla capacità di trasporto sulla rete di interconnessione con l'estero in seguito alla realizzazione di interventi di sviluppo diretto della rete di interconnessione. La delibera n. 151/02, vista l'eccezionale scarsità della capacità di importazione di energia elettrica, ha introdotto una fattispecie di accesso regolato per la quale:

- ai soggetti che realizzano interventi di sviluppo diretto della rete di trasmissione nazionale di interconnessione con l'estero è riconosciuto l'accesso a titolo prioritario, per un periodo di 10 anni, a una quota pari all'80 per cento dell'incremento di capacità determinato dall'infrastruttura oggetto dell'intervento di sviluppo diretto;
- in detto periodo non è riconosciuta alcuna remunerazione ai soggetti se non quella implicita derivante dall'assegnazione dei diritti di accesso a titolo prioritario;
- le infrastrutture oggetto degli interventi di sviluppo diretto sono parte della rete di trasmissione nazionale e, come tali, vengono gestite dal Grtn.

Aste CIP6

In conformità alle disposizioni del decreto del Ministro delle attività produttive del 22 novembre 2002, l'Autorità ha provveduto anche per l'anno 2003 a disciplinare le procedure concorsuali per la cessione dell'energia ritirata dal Grtn, ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99.
La scelta di cedere ai clienti idonei l'energia ritirata dal Grtn in base alle concessioni CIP6 ha rappresentato, anche quest'anno, uno strumento di promozione della concorrenza in un contesto caratterizzato da una limitata scelta nelle

alternative di approvvigionamento.

Le modalità di assegnazione tramite asta, tuttavia, hanno garantito soltanto per alcune categorie di utenti un approvvigionamento di energia elettrica a basso costo, facendo ricadere sulla collettività la differenza tra i ricavi delle procedure concorsuali (Tav. 4.15) e il costo di acquisto sostenuto dal Grtn per il ritiro (Tav. 4.10).

SERVIZIO DI TRASPORTO E DISPACCIAMENTO DELL'ENERGIA

I tempi dell'avvio del dispacciamento di merito economico

Il decreto legislativo n. 79/99, all'art. 5, comma 1, prevedeva che entro l'1 gennaio 2001 avesse luogo la transizione da un regime di dispacciamento passante a un regime di dispacciamento di merito economico.

Al momento in cui si scrive rimane ancora in vigore il criterio di dispacciamento passante, dal momento che il quadro delle regole indispensabili all'avvio del dispacciamento di merito economico e del sistema delle offerte non è ancora stato completato.

Con la delibera 30 aprile 2001, n. 97, l'Autorità aveva trasmesso al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, ai sensi dell'art. 5 del decreto legislativo n. 79/99, il proprio parere relativamente allo schema di disciplina del mercato elettrico, predisposto dal Gestore del mercato S.p.A. (Gme). Seppure favorevole, l'Autorità ha richiesto che il Gme modificasse lo schema, integrando alcuni elementi ritenuti essenziali ai fini di un corretto funzionamento dei meccanismi di mercato e del rispetto delle condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento come definite con sua delibera n. 95/01.

Visto il parere dell'Autorità, il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, con decreto del 9 maggio 2001, ha approvato la disciplina del mercato elettrico, la quale stabilisce che le norme attuative e procedurali siano precisate nelle sue Istruzioni e nelle disposizioni tecniche di funzionamento.

Nel gennaio 2002, il Gme ha inviato le Istruzioni al Ministro delle attività produttive che, nel mese seguente, le ha trasmesse all'Autorità, la quale, il 23 aprile 2002 con delibera n. 72, ha rilasciato il proprio parere favorevole, specificando la necessità di integrare alcuni interventi e modificarne altri.

Al momento in cui si scrive il testo delle Istruzioni predisposto dal Gme sulla base delle osservazioni dell'Autorità è ancora all'esame del Ministro delle attività produttive, mentre la sezione relativa alla contrattazione dei certificati verdi è stata scorporata e approvata separatamente con decreto ministeriale del 14 marzo 2003.

Per quanto riguarda le disposizioni tecniche di funzionamento del mercato, con la delibera n. 95/01, l'Autorità aveva definito le condizioni per l'erogazione, da parte del Grtn, del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale, secondo criteri di merito economico.

La delibera disciplina sia le modalità di approvvigionamento, da parte del Grtn, delle risorse necessarie al mantenimento dell'equilibrio delle immissioni e dei prelievi nel sistema elettrico e alla gestione delle congestioni di rete, sia le condizioni per l'assegnazione agli operatori dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto dell'energia elettrica.

Il 31 ottobre 2001 il Grtn aveva trasmesso lo schema delle regole per il dispacciamento all'Autorità, che si è pronunciata, con delibera 8 maggio 2002, n. 87, formulando osservazioni vincolanti, recepite dal Grtn nella versione finale delle Regole per il dispacciamento di merito economico, approvata dal consiglio di amministrazione della medesima società in data 12 luglio 2002.

L'avvio del sistema delle offerte non può prescindere dall'approvazione delle Istruzioni alla disciplina del mercato da parte del Ministro delle attività produttive. Contemporaneamente è necessario completare la normativa per quanto attiene in particolare:

- la definizione delle modalità di autorizzazione dei contratti bilaterali in deroga al sistema delle offerte, al fine di consentire agli operatori il ricorso a modalità di scambio alternative alla borsa dell'elettricità;
- la definizione di un sistema per l'attribuzione convenzionale di un profilo di prelievo orario dell'energia elettrica presa nei punti che non sono dotati di misuratore orario (sistema di *load profiling*), così da assicurare la potenziale partecipazione attiva al sistema delle offerte di tutta la domanda del sistema elettrico.

Quest'ultimo punto ha interessato in particolar modo le attività dell'Autorità durante il 2002. In agosto è stato emanato un Documento per la consultazione sulla *Determinazione convenzionale dei profili di prelievo di energia elettrica per i clienti finali non dotati di misuratore orario e definizione dei flussi informativi necessari alla previsione e alla consuntivazione dei prelievi di energia elettrica*.

L'Autorità, partendo da una analisi delle due principali metodologie adottate in ambito internazionale per l'implementazione delle procedure di *load profiling*, per area e per categoria, avanza, per il sistema italiano, la proposta di adozione del meccanismo del *load profiling* per area, opportunamente accompagnato da un'analisi dei flussi informativi necessaria per attivare la soluzione proposta.

Gli esiti del procedimento per la consultazione hanno portato l'Autorità a formulare una successiva proposta semplificata di applicazione del meccanismo di

load profiling per area, presentata ai soggetti interessati durante il mese di ottobre 2002. Dando seguito alle osservazioni emerse in tale sede è stato costituito un gruppo di lavoro informale, comprendente l'Autorità, le imprese di distribuzione e il Grtn, che si propone di analizzare le problematiche connesse con lo scambio di informazioni necessarie alle procedure di *load profiling* tra clienti finali, distributori e Grtn.

La disciplina del dispacciamento transitorio

In attesa dell'avvio di un servizio di dispacciamento di merito economico, è risultato necessario prevedere una disciplina per il servizio di dispacciamento transitorio. Essa è stata introdotta con la delibera del 7 marzo 2002, n. 36, dove vengono specificate le modalità di corresponsione degli oneri per i servizi di bilanciamento e di scambio di energia elettrica.

L'applicazione della delibera n. 36/02 ha tuttavia evidenziato alcuni problemi di contabilizzazione e di liquidazione delle partite economiche. Sono emerse, in modo particolare, inefficienze nella gestione dei flussi di informazioni relativi ai contratti stipulati, tipicamente, misure di immissioni e di prelievi di energia elettrica e ripartizione della medesima tra i vari contratti; oltre che diverse omissioni dagli obblighi di stipula dei contratti di bilanciamento e di scambio, cui erano tenuti i clienti idonei.

Pertanto l'Autorità ha ritenuto opportuno provvedere alla consultazione degli operatori mediante pubblicazione, in data 12 febbraio 2003, del Documento per la consultazione su *Modificazione delle condizioni transitorie per l'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica e spunti in materia di approvvigionamento delle risorse per il medesimo servizio*, così da superare i problemi emersi durante l'anno e avanzare una proposta migliorativa di regolazione.

In tale Documento si proponeva una riforma della disciplina del dispacciamento transitorio che abbia come punti qualificanti:

- la subordinazione della stipula del contratto di trasporto per i punti di prelievo alla conclusione dei contratti di bilanciamento e scambio per i medesimi punti;
- il vincolo del mandatario unico per la stipula dei contratti di trasporto, bilanciamento e scambio;
- l'obbligo di raggruppare in un solo rapporto contrattuale tutti i punti di prelievo nella disponibilità per ambito di competenza di un'impresa di distribuzione;
- la fatturazione in acconto dei corrispettivi per il bilanciamento sulla base delle attestazioni dei titolari del bilanciamento;

- il computo dei saldi preliminari dei contratti di scambio sulla base delle attestazioni del relativo titolare e la fatturazione in acconto dei medesimi qualora negativi.

Nel Documento per la consultazione sono stati forniti anche molteplici spunti di riflessione riguardo l'opportunità di revisione dei meccanismi di remunerazione amministrata delle risorse per il dispacciamento, nel momento in cui con la frammentazione della produzione su più operatori a seguito della dismissione delle Gen.Co. da parte dell'Enel può verificarsi una divaricazione fra i corrispettivi riconosciuti per la fornitura delle suddette risorse ai singoli operatori e i costi sostenuti dai medesimi.

Il Documento per la consultazione 12 febbraio 2003 ha trovato attuazione, limitatamente alle condizioni transitorie per l'erogazione del servizio di dispacciamento, con la pubblicazione dell'allegato A alla delibera dell'Autorità 1 aprile 2003, n. 27, concernente modificazioni, a decorrere dall'1 aprile 2003, della delibera dell'Autorità n. 36/02.

Attività di regolazione tecnica ed economica del servizio

L'aggiornamento dei corrispettivi del servizio di trasporto

Come previsto dalla delibera n. 228/01, l'Autorità è tenuta ad aggiornare annualmente i parametri tariffari relativi al servizio di trasporto, distribuzione e vendita dell'energia elettrica. Per il 2003, tale aggiornamento è stato effettuato con la delibera dell'1 agosto 2002, n. 152. Il risultato dell'andamento contrastante dei diversi parametri è un leggero aumento dei costi di trasporto per tutte le tipologie di utenti finali.

I costi riconosciuti relativi alle attività di vendita dell'energia elettrica e di misura (transitoriamente compresa nel servizio di trasporto) per l'anno 2003 si riducono dell'1,5 per cento rispetto all'anno 2002. Tale variazione risulta dalla differenza tra il tasso di recupero di produttività, fissato dall'Autorità al -4 per cento annuo per il periodo di regolazione 2000-2003, e il tasso di inflazione rilevato dall'Istat pari, per il 2002, al 2,5 per cento.

I costi riconosciuti relativi all'attività di distribuzione, invece, aumentano dell'1,7 per cento rispetto all'anno 2002, grazie all'applicazione dei tassi che esprimono l'andamento dell'inflazione, i recuperi di produttività, i costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio incrementati di circa il 2,9 per cento, i costi relativi a interventi di controllo della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse, circa 0,3 per cento. Proprio la voce relativa ai costi riconosciuti come incentivazione dei recuperi di qualità del servizio, passati da 75 milioni di euro nel 2002 ai circa 110 milioni di euro, ha determinato il maggiore incremento dei costi di distribuzione.

I costi riconosciuti relativi all'attività di trasmissione per l'anno 2003 aumentano del 4 per cento rispetto all'anno 2002. Tale variazione, oltre all'applicazione dei tassi che esprimono l'andamento dell'inflazione e i recuperi di produttività, dipende dal valore assunto dal tasso di variazione dei costi riconosciuti derivanti da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale. In particolare, a determinare l'aumento dei costi riconosciuti concorrono:

- gli oneri che derivano dalla variazione del perimetro della rete di trasmissione, attuata con decreto del Ministro delle attività produttive 23 dicembre 2002 (2,7 per cento);
- gli oneri relativi agli accordi internazionali per i transiti transfrontalieri nel 2002 (*cross border tariff*) (1,9 per cento);
- gli oneri derivati da un aggiustamento dei costi riconosciuti per l'attività propria del Grtn, necessario per adeguare il corrispettivo al consolidarsi della sua organizzazione e della sua struttura (0,9 per cento).

TAV. 4.12 **TARIFFA MEDIA PER IL SERVIZIO DI TRASPORTO PER LE DIVERSE TIPOLOGIE CONTRATTUALI**

Tariffa media al netto delle imposte e delle componenti A; c€/kWh

TIPOLOGIE	ANNO 2002	ANNO 2003	DIFFERENZA 2003-2002	VARIAZIONE % 2003-2002
BT domestici	4,923	4,947	0,024	0,5
BT illuminazione pubblica	1,790	1,822	0,032	1,8
BT altri usi	3,985	4,018	0,033	0,8
MT illuminazione pubblica	1,050	1,072	0,022	2,1
MT altri usi	1,471	1,493	0,021	1,4
AT	0,445	0,455	0,011	2,4

Le descritte variazioni dei costi riconosciuti hanno condotto all'aggiornamento dei parametri del vincolo V1 (vincolo ai ricavi conseguibili da ciascun distributore per ogni tipologia contrattuale), comportando una variazione media dei corrispettivi applicabili ai clienti finali pari a quanto riportato nella tavola 4.12. Per quanto riguarda i corrispettivi per il servizio di trasporto dell'energia elettrica per le imprese distributrici e per i produttori (titolo 2, sezione 2, del Testo integrato) la variazione dei costi riconosciuti ha implicato un aumento medio del 3 per cento della componente a carico dei distributori (CTR) e un aumento del 4,1 per cento del corrispettivo gravante sui produttori.

VENDITA AI CLIENTI IDONEI

Il mercato della vendita di energia elettrica ai clienti idonei

L'apertura del mercato è proseguita con la consueta vivacità durante il 2002 e nei primi mesi del 2003, come si può rilevare dalla tavola 4.13[1], che riporta la suddivisione dei clienti idonei per tipo di idoneità e per regione assieme al consumo (i dati di consumo si riferiscono ai prelievi dalla rete, più l'eventuale autoproduzione, meno le cessioni alla rete dell'energia in eccesso).

I quantitativi di energia coinvolti negli acquisti sul mercato libero riguardano evidentemente i soli prelievi, anche se l'entità di energia effettivamente autoprodotta può risentire dei prezzi spuntati sul mercato. L'incidenza dell'autoproduzione sui consumi è significativa, come viene indicato nella tavola 4.14. Gli autoconsumi degli autoproduttori contribuiscono nel complesso a circa il 15 per cento dei consumi dei clienti idonei. L'apporto dell'autoproduzione ai consumi dei clienti finali è particolarmente rilevante per i clienti multisito nazionali, per i clienti finali e per le società consortili, spesso dotate di impianti di autoproduzione a livello consortile. Risulta invece trascurabile per le imprese societarie, per i gruppi e per i consorzi. L'incidenza dell'autoproduzione sui consumi dei clienti idonei varia molto anche a livello regionale, raggiungendo i valori massimi in Sicilia dove l'autoconsumo rappresenta il 43 per cento dei consumi dei clienti idonei.

L'insufficienza dell'offerta sul mercato libero viene evidenziata dal confronto tra i dati riportati in questa tavola e quelli riguardanti le vendite sul mercato libero, presentati nel bilancio elettrico della tavola 4.1. A fronte di un fabbisogno elettrico del mercato libero nel 2002, pari a poco più di 117 TWh in termini dei soli prelievi dalla rete, le vendite da parte dei grossisti (escludendo gli autoconsumi) ammontano a circa 98 TWh. Il rimanente fabbisogno elettrico dei clienti idonei, circa 20 TWh o il 15 per cento del totale, è stato coperto sul mercato vincolato, probabilmente perché i prezzi proposti sul mercato libero non erano sufficientemente attraenti.

Ai fini della descrizione dell'evoluzione dei clienti idonei nell'anno trascorso è opportuno distinguere tra due periodi prima e dopo l'abbassamento della soglia

1 I dati relativi ad aprile 2002 presentati in questa tavola non corrispondono a quelli riportati nella *Relazione Annuale* 2002 per via del ritardo di circa un mese nel recapito postale del riconoscimento di idoneità. Inoltre, differenze nei consumi possono sussistere in quanto le dichiarazioni dei distributori sono talvolta riferite a periodi inferiori all'anno solare.

di idoneità a 0,1 GWh avvenuta il 29 aprile 2003. Per motivi di sinteticità, nel seguito si farà riferimento all'aprile 2003 per indicare il 28 aprile, ultimo giorno del precedente regime di idoneità, e a maggio 2003 per indicare il periodo immediatamente successivo.

Fino al 28 aprile 2003

Tra la fine di aprile 2002 e aprile 2003 il numero di clienti idonei è aumentato da 11 205 a 13475 e il relativo consumo da 124,8 a 136,7 TWh. I dati evidenziano una crescita più forte delle imprese societarie e dei clienti multisito nazionali, mentre i gruppi hanno avuto un incremento limitato per via della evoluzione di molte imprese in clienti multisito nazionali. Il consumo medio per sito ha continuato il calo già evidenziato negli anni precedenti, ma più velocemente che nel passato (da 11,1 a 10,1 GWh), indicando un più forte contributo di siti con consumi inferiori alla soglia di idoneità di 9 GWh (componenti soprattutto di imprese societarie e multisito nazionali). Vi sono tuttavia sostanziali differenze tra le diverse tipologie di idoneità: i consumi medi delle imprese societarie si sono notevolmente abbassati, stabili sono quelli dei gruppi, in leggero aumento quelli dei clienti multisito nazionali. Molto significativo è inoltre il divario esistente tra il consumo medio delle diverse tipologie di idoneità: per i clienti finali circa 6 volte maggiore di quello dei raggruppamenti di imprese, che a loro volta hanno un consumo medio triplicato rispetto alle imprese consorziate.

Gli incrementi differenziati tra le varie regioni sembrano legati alla difformità della composizione produttiva e delle dimensioni delle imprese, più che a una diversa logica imprenditoriale. Il numero di siti è aumentato da un minimo del 10 per cento in Molise a un massimo del 32 per cento in Basilicata, se si esclude la Val d'Aosta che ha pochi clienti idonei con consumi superiori a 1 GWh. Anche il consumo medio per sito è diminuito in quasi tutte le regioni. Fanno eccezione Trentino Alto Adige, Marche, Molise e Calabria con un leggero aumento. Generalmente il calo maggiore è avvenuto dove è più forte la crescita del numero di clienti idonei. Permane comunque una notevole differenziazione tra le regioni: i consumi medi per sito variano da valori minimi attorno a 6 GWh nelle Marche e in Calabria, con una preponderanza di piccole e medie imprese, e valori massimi superiori a 40 GWh in Sicilia e Sardegna, caratterizzate da una prevalenza di grandi impianti ad alto consumo energetico.

TAV. 4.13 EVOLUZIONE DEL MERCATO LIBERO 2002-2003

	APRILE 2002			APRILE 2003			MAGGIO 2003		
	NUMERO SITI	CONSUMO (TWh)	CONSUMO PER SITO (GWh)	NUMERO SITI	CONSUMO (TWh)	CONSUMO PER SITO (GWh)	NUMERO SITI	CONSUMO (TWh)	CONSUMO PER SITO (GWh)
Per tipo di idoneità									
Clienti finali	688	62,4	90,7	817	65,3	79,9	n.d.	n.d.	-
Imprese societarie	421	5,9	14,0	611	6,9	11,2	n.d.	n.d.	-
Gruppi	526	7,5	14,3	555	7,9	14,2	n.d.	n.d.	-
Multisito nazionali	824	12,8	15,6	1 059	17,0	16,1	n.d.	n.d.	-
Consorzi	7 073	27,8	3,9	8 434	31,1	3,7	n.d.	n.d.	-
Società consortili	1 673	8,4	5,0	1 999	8,5	4,3	n.d.	n.d.	-
Per regione									
Val d'Aosta	5	0,3	53,5	11	0,3	30,0	239	0,4	1,7
Piemonte	1 207	13,9	11,5	1 410	14,9	10,6	11 688	19,1	1,6
Lombardia	3 298	30,7	9,3	3 906	33,0	8,5	34 245	45,9	1,3
Liguria	178	1,7	9,3	227	1,8	7,8	3 033	3,5	1,1
Veneto	1 598	13,8	8,6	1 892	14,8	7,8	15 976	20,0	1,3
Trentino Alto Adige	266	2,0	7,4	296	2,4	8,1	3 558	3,6	1,0
Friuli Venezia Giulia	408	5,3	13,1	482	5,6	11,6	3 810	7,1	1,9
Emilia Romagna	1 215	9,9	8,2	1 535	11,6	7,6	14 390	17,8	1,2
Toscana	792	7,3	9,2	931	7,6	8,2	10 301	11,0	1,1
Marche	364	2,0	5,5	424	2,4	5,6	4 498	4,0	0,9
Umbria	131	2,8	21,6	171	3,1	18,4	1 277	3,8	2,9
Lazio	526	4,7	8,9	691	5,5	8,0	8 926	9,3	1,0
Abruzzo	216	2,7	12,7	253	3,0	12,0	2 612	4,1	1,6
Molise	59	0,6	9,8	65	0,7	10,3	517	0,9	1,7
Campania	272	5,2	19,0	346	5,8	16,8	7 397	9,1	1,2
Puglia	233	4,7	20,3	284	5,2	18,5	6 449	7,3	1,1
Basilicata	43	0,9	21,5	57	1,1	19,5	1 056	1,5	1,4
Calabria	102	0,6	6,0	115	0,7	6,0	2 751	1,5	0,5
Sicilia	176	8,8	50,0	230	9,4	41,1	7 787	12,4	1,6
Sardegna	116	6,8	59,0	149	7,5	50,5	3 306	8,7	2,6
Per classe di consumo (GWh)									
0,1 - 0,2	0	0,0	-	0	0,0	-	67 590	9,5	0,1
0,2 - 0,5	0	0,0	-	0	0,0	-	40 474	12,6	0,3
5,0 - 1,0	0	0,0	-	0	0,0	-	14 966	10,6	0,7
1,0 - 2,0	4 172	5,6	1,3	5 363	6,9	1,3	10 105	13,4	1,3
2,0 - 5,0	3 772	11,8	3,1	4 397	13,7	3,1	6 296	19,5	3,1
5,0 - 10,0	1 564	10,9	7,0	1 792	12,5	7,0	2 276	15,8	6,9
10,0 - 20,0	847	11,7	13,8	987	13,7	13,9	1 115	15,5	13,9
20,0 - 50,0	496	15,2	30,7	562	17,1	30,4	597	18,1	30,3
50,0 - 100,0	183	12,5	68,5	194	13,4	68,8	208	14,3	69,0
> 100,0	171	57,0	333,4	180	59,4	329,8	189	61,9	327,4
Totale	**11 205**	**124,8**	**11,1**	**13 475**	**136,7**	**10,1**	**143 816**	**191,1**	**1,3**

Fonte: Banca dati dei clienti idonei.

TAV. 4.14 **INCIDENZA DELL'AUTOPRODUZIONE SUI CONSUMI DEI CLIENTI IDONEI A FINE APRILE 2003**

Miliardi di kWh

	PRELIEVO	PRODUZIONE	CESSIONE	CONSUMO
Per tipo di idoneità				
Clienti finali	52,7	18,0	5,3	65,3
Imprese societarie	6,3	0,7	0,1	6,9
Gruppi	7,5	0,5	0,1	7,9
Multisito nazionali	13,0	23,8	19,8	17,0
Consorzi	30,2	1,3	0,3	31,1
Società consortili	7,9	2,7	2,0	8,5
Per regione				
Val d'Aosta	0,3	0,0	0,0	0,3
Piemonte	13,0	3,9	2,0	14,9
Lombardia	30,0	13,3	10,2	33,0
Liguria	1,6	0,2	0,0	1,8
Veneto	13,5	1,5	0,2	14,8
Trentino Alto Adige	2,1	0,4	0,0	2,4
Friuli Venezia Giulia	4,6	1,6	0,6	5,6
Emilia Romagna	9,6	5,5	3,5	11,6
Toscana	6,7	2,4	1,4	7,6
Marche	2,2	0,7	0,5	2,4
Umbria	3,1	0,0	0,0	3,1
Lazio	5,1	0,4	0,0	5,5
Abruzzo	2,7	0,6	0,3	3,0
Molise	0,7	0,0	0,0	0,7
Campania	5,5	0,4	0,0	5,8
Puglia	3,9	3,6	2,2	5,2
Basilicata	0,9	0,3	0,1	1,1
Calabria	0,7	0,0	0,0	0,7
Sicilia	5,4	10,7	6,7	9,4
Sardegna	6,0	1,6	0,1	7,5
Totale	**117,5**	**47,0**	**27,8**	**136,7**

Fonte: Banca dati dei clienti idonei.

Dal 29 aprile 2003

Il quadro dei clienti idonei cambia notevolmente con l'abbassamento della soglia di idoneità a consumi pari a 100 000 kWh annui a partire dal 29 aprile 2003, ovvero dopo 90 dalla vendita di Interpower (legge 5 marzo 2001, n. 57). I dati disponibili già dai primi giorni del mese di maggio evidenziano una decuplicazione dei clienti idonei, diventati quasi 144000 per un consumo complessivo di 191 TWh riferito al 2002, in corrispondenza di circa il 66 per cento dei consumi finali di energia elettrica del paese. È molto significativa la distribuzione dei clienti idonei tra classi di consumo: quasi un terzo dei consumi è dovuto a siti con consumi maggiori di 100 GWh, mentre più o meno la metà deriva da siti con consumi superiori a 20 GWh; i siti dei nuovi clienti idonei con consumi inferiori a 1 GWh contribuiscono nel complesso ad appena il 17 per cento dei consumi del mercato libero. L'85 per cento dei clienti idonei ha consumi minori di 1 GWh e il 75 per cento più bassi di 0,5 GWh. È infine opportuno evidenziare l'incidenza dei nuovi clienti idonei con consumi superiori a 1 GWh nel 2002, ovvero quei clienti finali che avrebbero già potuto entrare nel mercato libero prima del 29 aprile se avessero fatto richiesta. Stimati in 7 300, avevano nel 2002 un consumo complessivo di circa 22 TWh, cioè il 40 per cento dell'incremento del mercato libero, e un sorprendente numero di siti con consumi molto elevati: 35 con consumi superiori a 20 GWh e ben 9 con consumi maggiori di 100 GWh[2].

Il contributo delle aste CIP6 e delle importazioni per incrementare l'offerta nel mercato libero

L'energia totale delle aste CIP6 destinata al mercato libero, nel 2002, ammonta a 39 052 GWh, pari al 40 per cento circa del totale della domanda del mercato libero. L'energia è stata ceduta dal Grtn tramite tre aste differenziate per tipologia di cliente finale: cliente finale interrompibile senza preavviso, cliente finale interrompibile con preavviso e clienti idonei non interrompibili, di cui all'art. 2 della delibera dell'Autorità 30 giugno 1999, n. 91. Le bande di ampiezza costante di 10 MW sono state assegnate su base annuale. Nella tavola 4.15 vengono riportati la potenza CIP6 attribuita per l'anno 2002 al mercato libero per diversa tipologia di cliente finale e il prezzo medio formatosi sulle aste.

Il decreto del Ministero delle attività produttive del 22 novembre 2002 individua, per il 2003, una diversa classificazione dei clienti finali ai quali destinare l'energia CIP6 e dedica loro 4 400 MW da assegnare su base annuale e 200 MW da assegnare su base mensile. Le novità rispetto al 2002 sono:

2 Questi contributi si possono ricavare dalle differenze tra i valori riportati nella tavola 4.14 per i mesi di aprile e maggio 2003.

- la sostituzione della categoria "interrompibile senza preavviso" con quella di cliente finale con almeno il 55 per cento dei suoi consumi in fascia F4;
- la disponibilità di 200 MW di potenza da assegnarsi su base mensile.

Con delibera del 12 dicembre 2002, n. 204, l'Autorità ha definito le procedure concorsuali e i prezzi base d'asta per le diverse categorie individuate dal decreto ministeriale sopra citato.

Importazioni

La capacità destinata al mercato libero è aumentata (Tav. 4.11) da 3253 MW del 2002 a 4153 MW nel 2003. Di questi il Grtn, congiuntamente al *Reseau de transport de l'électricité* francese, ne ha assegnati 2 053 secondo le modalità specificate nella delibera n. 190/02, ovvero con il metodo pro quota (Tav. 4.17). Quindi, 1500 MW sono stati allocati ai gestori esteri, mentre i rimanenti 600 erano stati allocati nel 2002 sulla base di contratti interrompibili a scadenza biennale. Le bande a disposizione del Grtn sono state divise in 1453 MW per l'assegnazione

TAV. 4.15 **QUANTITÀ E PREZZO MEDIO DI ACQUISTO DELL'ENERGIA ELETTRICA ASSEGNATA NEL 2002 NELLE ASTE CIP6**

CLIENTI FINALI	MW ASSEGNATI	PREZZO MEDIO DI ACQUISTO c€/kWh
Non interrompibili	3180	4,9843
Interrompibili con preavviso	820	4,0497
Interrompibili senza preavviso	500	3,8998
Totale assegnazioni	**4500**	**4,6935**

Fonte: Grtn.

TAV. 4.16 **QUANTITÀ DI ENERGIA ASSEGNATA NEL 2003 E PREZZO BASE NELLE ASTE CIP6**

CLIENTI FINALI	MW ASSEGNATI	PREZZO BASE FISSATO DALL'AUTORITÀ
Con assegnazione annuale	4400	
- di cui non interrompibili	3000	2,43+0.659*Ct
- di cui interrompibili con preavviso	1000	1,80+0.659*Ct
- di cui col 55% dei consumi in F4	400	1,98+0.659*Ct
Con assegnazione mensile	200	2,43+0.659*Ct* coefficiente mensile A_M
Totale	**4600**	

Fonte: Grtn.

annuale a clienti finali non interrompibili e 600 MW per l'assegnazione biennale a clienti interrompibili, che vanno ad aggiungersi ai 600 MW che erano stati assegnati lo scorso anno con contratti a durata biennale. Tutta la capacità è stata assegnata per bande di 1 MW ciascuno in base al criterio pro quota.

Dei 1 453 MW, la capacità disponibile sulla frontiera nord ovest, cioè 1 303 MW, è stata spartita tra 48 operatori, mentre la capacità della frontiera nord est è stata assegnata a 16 operatori.

Dei 600 MW disponibili con caratteristiche di interrompibililità, la capacità sulla frontiera nord ovest è stata assegnata a 77 operatori, mentre quella a nord est, cioè 150 MW, a 57 operatori.

TAV. 4.17 **ASSEGNAZIONE DI CAPACITÀ DISPONIBILE SULLA FRONTIERA SETTENTRIONALE PER IL 2003**

	FRONTIERA NORD OVEST		FRONTIERA NORD EST		TOTALE
	MW	NUMERO ASSEGNATARI	MW	NUMERO ASSEGNATARI	MW
Clienti non interrompibili	1303	48	150	16	1453
Clienti interrompibili	450	77	150	57	600
Totale	**1753**	**125**	**300**	**73**	**2 053**

Fonte: Grtn.

Le azioni dell'Autorità per la semplificazione delle procedure di riconoscimento dell'idoneità

Con la delibera 13 marzo 2003, n. 20, l'Autorità ha ridefinito le procedure per la certificazione e il riconoscimento di idoneità per l'accesso al mercato libero dell'energia elettrica. Come noto, l'art. 10, comma 4, della legge 5 marzo 2001, n. 57, ha abbassato la soglia di idoneità a 0,1 GWh "a decorrere dal novantesimo giorno dalla cessione, da parte dell'Enel di non meno di 15 000 MW di capacità produttiva". La cessione di capacità produttiva è avvenuta in data 29 gennaio 2003; pertanto l'abbassamento della soglia, ai fini del riconoscimento della qualifica di cliente idoneo, si è prodotto a partire dal 29 aprile 2003.

Oltre all'abbassamento della soglia, la disposizione ha portato altre due importanti modifiche per i clienti finali idonei rispetto all'art. 14 del decreto legislativo n. 79/99:

- in precedenza i clienti finali con consumi superiori alla soglia di 9 GWh (di 1 GWh nel caso di appartenenza a raggruppamenti) avevano diritto a partecipare al mercato libero; invece, ai sensi dell'art. 14, comma 5 *bis*, del decre-

to legislativo n. 79/99, i clienti finali il cui consumo sia risultato superiore a 0,1 GWh nell'anno solare precedente, sono a tutti gli effetti idonei a decorrere dal 29 aprile 2003. Pur avendo la qualifica di idoneità, sono tuttavia liberi di non esercitare il diritto di recesso di cui all'art. 2 della delibera 20 ottobre 1999, n. 158, e rimanere nel mercato vincolato;

- diversamente dal regime precedente, non è più prevista la possibilità di raggiungere la soglia di idoneità mediante associazione tra clienti finali con consumi inferiori a essa. L'appartenenza a consorzi, società consortili, gruppi di impresa, imprese costituite in forma societaria e raggruppamenti societari su scala nazionale diventa una caratteristica puramente accessoria la cui ragione d'essere non è più la possibilità di partecipare al mercato libero ma, per esempio, la convenienza di appartenere a un gruppo di maggiori dimensioni per meglio sfruttare le opportunità offerte dal mercato.

Con l'abbassamento della soglia, il numero di clienti finali idonei è più che decuplicato, passando da circa 13 000 a oltre 150 000. Il riconoscimento di idoneità a un così grande numero di clienti finali, utilizzando la metodologia di certificazione cartacea stabilita con la delibera n. 91/99, sarebbe stato impraticabile nei tempi ragionevolmente brevi richiesti dal mercato. L'Autorità ha ritenuto che per assicurare l'entrata nel mercato libero a tutti i clienti finali idonei a partire dalla stessa data (il 29 aprile) era necessario che i gestori delle reti le comunicassero entro il 28 aprile i dati dei clienti finali allacciati alle loro reti in possesso dei requisiti di idoneità.
Il ricorso alle dichiarazioni dei distributori non è tuttavia sufficiente per garantire l'idoneità a tutti i clienti finali che ne hanno diritto. Si possono infatti verificare situazioni nelle quali i distributori non sono a conoscenza dello stato di idoneità di un loro cliente o la cui conoscenza comporta costi eccessivi. Si tratta, per esempio, di:

- autoproduttori i cui prelievi dalla rete di distribuzione nel corso del 2002 sono stati inferiori a 0,1 GWh;
- siti con più punti di prelievo e con prelievi singoli nell'anno solare 2002 inferiori a 0,1 GWh ma la cui somma è superiore a 0,1 GWh;
- siti con durata dei prelievi inferiore a 365 giorni e per i quali la soglia di 0,1 GWh è raggiungibile solo in proporzione alla durata effettiva dei prelievi (metodo del pro rata giorno).

Tra i siti con più punti di prelievo vi sono le reti (telematiche, irrigue, di acquedotti ecc.) che spaziano su aree territoriali estese anche su due e più distributori distinti. Per risolvere tutti questi e altri casi, è stato predisposto un sistema di autocertificazione per via telematica mediante collegamento al sito Internet dell'Autorità.

Grazie a esso i clienti finali che ne hanno diritto ma che non appaiono sull'elenco possono accedere al mercato libero semplicemente iscrivendosi sul sito Internet.

Rimane immutato il sistema di verifica e di controllo a posteriori delle condizioni di idoneità, stabilito con la delibera n. 91/99. In particolare, entro il 31 marzo di ogni anno i distributori trasmettono all'Autorità i dati relativi ai prelievi e alle immissioni di energia elettrica effettuati, nell'anno solare precedente, da tutti i clienti finali allacciati alla propria rete che sono inseriti nell'elenco dei clienti finali idonei. Inoltre, entro la stessa data gli autoproduttori trasmettono all'Autorità una dichiarazione da cui risultano i dati relativi alla quantità di energia elettrica prodotta all'interno del sito di consumo.

In base a queste informazioni l'Autorità può accertare la sussistenza dei requisiti di idoneità dei clienti finali compresi nell'elenco, tenendo conto anche dei quantitativi di energia autoprodotta e ceduta alla rete, dell'esistenza di più punti di misura nella disponibilità del soggetto, anche dislocati sul territorio e su più reti di distribuzione.

Sono rimasti invariati anche gli altri obblighi di informazione previsti dalla delibera n. 91/99, relativi alle vendite di energia elettrica da parte di distributori e grossisti ad altri clienti idonei, necessari all'Autorità per il monitoraggio dello sviluppo del mercato libero. Allo stesso scopo sono stati introdotti nuovi doveri di informazione sulle vendite ai clienti idonei effettuate da parte dei consorzi e delle società consortili, nonché dei produttori con oltre 10 MW di potenza installata. Le dichiarazioni di tutti questi soggetti devono essere trasmesse all'Autorità entro il 31 gennaio di ogni anno.

Con l'occasione della modifica delle procedure di riconoscimento della qualifica di idoneità, al fine di garantire la più ampia conoscenza dei soggetti operanti sul mercato elettrico e pertanto di facilitare la liberalizzazione dello stesso, l'Autorità ha ritenuto opportuno istituire elenchi distinti per clienti finali idonei, distributori e acquirenti grossisti, clienti esteri, consorzi e società consortili, produttori. Questi elenchi sono pubblicati per facilitare i contatti tra acquirenti e venditori e, quindi, per promuovere la concorrenza sul mercato.

DISTRIBUZIONE E VENDITA AL MERCATO VINCOLATO

Il monopolio locale della distribuzione e il mercato della fornitura ai clienti vincolati

Completamento del processo di cessione delle reti di distribuzione

Nel corso del 2002 e dei primi mesi del 2003 è avanzato il processo di razionalizzazione della distribuzione dell'energia elettrica secondo le disposizioni dell'art. 9 del decreto legislativo n. 79/99. Nella seconda metà del 2002, il Ministero delle attività produttive ha rilasciato 27 concessioni di distribuzione