

Nel periodo in esame l'Autorità ha altresì provveduto ad aggiornare le aliquote delle componenti tariffarie A e UC.

A seguito delle modifiche nell'applicazione delle componenti tariffarie A per alcune tipologie di utenti (forniture in bassa tensione per usi diversi da quelli domestici e di illuminazione pubblica ecc.) disposte dall'art. 4 della delibera n. 108/00, con delibera 22 giugno 2000, n.113, l'Autorità ha aumentato le aliquote delle componenti tariffarie A. Le modifiche previste dal sopra menzionato art. 4 avevano infatti comportato una riduzione del gettito necessario alla copertura dei fabbisogni a cui tali componenti provvedevano. Con la delibera n. 113/00 l'Autorità ha pertanto aumentato le aliquote espresse in lire/kWh applicabili a tutti i clienti ad eccezione di:

- Ferrovie dello Stato, Società Terni e suoi aventi causa, relativamente all'energia elettrica nei limiti quantitativi previsti rispettivamente dall'art. 4, comma 2, del DPR 22 maggio 1963, n. 730, e dall'art. 6 del DPR 21 agosto 1963, n. 1165;
- comuni rivieraschi, per l'energia elettrica destinata ad uso esclusivo di pubblici servizi, a norma dell'art. 52 del Regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775 e degli articoli 1 e 3 della legge 27 dicembre 1953, n. 959;
- utenze sottese, relativamente all'energia elettrica nei limiti della loro spettanza a tale titolo.

A partire dal primo bimestre dell'anno 2001, con la soppressione della parte B della tariffa e con le disposizioni previste dalle delibere 20 dicembre 2000, n. 231 e n. 232 aventi come oggetto l'utilizzazione del gettito derivante dalla maggiorazione ai corrispettivi di accesso e uso della rete di trasmissione nazionale per l'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici (vedi sopra: *Modalità applicative, oneri generali e estrazione della rendita idroelettrica*), l'Autorità ha provveduto ad adeguare le componenti tariffarie UC2 e A3, destinate rispettivamente ad alimentare il Conto per la gestione della compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica nella transizione e il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate. In particolare, tenuto conto che il gettito atteso per gli anni 2000 e 2001 della maggiorazione è risultato superiore a quanto necessario per il finanziamento del Conto per la gestione della compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica nella transizione, la relativa componente tariffaria UC2 è stata azzerata per tutte le tipologie di utenza.

Per quanto riguarda la componente tariffaria A3, il maggiore gettito stimato della maggiorazione ai corrispettivi per l'uso e l'accesso della rete di trasmissione nazionale per l'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici rispetto alle necessità di finanziamento del Conto per la gestione della compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elet-

trica nella transizione ha reso possibile, per il primo bimestre dell'anno 2001, una diminuzione dell'aliquota media di 3,6 lire/kWh. Il livello di questa componente tariffaria ha subito, nel corso dei successivi due bimestri, ulteriori variazioni. Nel secondo bimestre dell'anno 2001, l'Autorità ha predisposto un aumento dell'aliquota media della componente tariffaria A3 di 4,4 lire/kWh a seguito dell'incremento delle necessità di gettito determinatosi dalla cessione dei diritti e delle obbligazioni relative all'acquisto dell'energia elettrica, comunque prodotta da altri operatori nazionali, dall'Enel S.p.A. al Gestore della rete di trasmissione nazionale e dall'esito delle procedure concorsuali previste dal decreto 21 novembre 2000. Nel terzo bimestre dell'anno 2001, l'Autorità ha aumentato l'aliquota media della componente tariffaria A3 di 2,5 lire/kWh a seguito della riduzione del gettito derivante dalle disposizioni relative alla compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti idroelettrici e geotermoelettrici, dovuta alla diminuzione del valore del parametro Ct.

In occasione della delibera 28 dicembre 2000, n. 244, recante disposizioni per l'aggiornamento relativo al primo bimestre dell'anno 2001, considerato che nel corso dell'anno 2001 verranno attivati i meccanismi di reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi non recuperabili relativi agli impianti di generazione dovuti alla liberalizzazione, l'Autorità ha determinato la componente tariffaria A6 per la copertura degli oneri derivanti dal Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di generazione di energia elettrica nella transizione. L'aliquota media di tale componente tariffaria è stata fissata, in via prudenziale, a 0,9 lire/kWh. A seguito del decreto 17 aprile 2001, l'Autorità ha ritenuto necessario aggiornare, a partire dal terzo bimestre dell'anno 2001, il livello della componente tariffaria A6, con un incremento dell'aliquota media di 1,8 lire/kWh. Il decreto 17 aprile 2001, che ha modificato il decreto 26 gennaio 2000, stabilisce infatti l'esclusione degli impianti idroelettrici e geotermoelettrici dal meccanismo di reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi non recuperabili. Tale esclusione, pur producendo una riduzione del livello dei costi riconosciuti ammessi a reintegrazione, per effetto delle diverse modalità di computo della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica nella transizione relativa a tali impianti, comporta un aumento degli oneri relativi alla integrazione alle imprese produttrici-distributrici.

PROMOZIONE DELLA CONCORRENZA E LIBERALIZZAZIONE DEL SERVIZIO

Allocazione della capacità di interconnessione

Con la delibera 3 agosto 2000, n. 140, concernente la definizione di modalità e condizioni delle importazioni di energia elettrica in presenza di capacità di trasporto disponibili insufficienti, ai sensi dell'art. 10, comma 2, del dlgs. n. 79/99, l'Autorità ha individuato le modalità e le condizioni per l'allocazione della capacità di interconnessione per l'importazione o l'esportazione di energia elettrica da e verso l'Italia nell'anno 2001 qualora le richieste di utilizzo risultino superiori alla capacità disponibile. Con l'espressione *capacità disponibile* si definisce la capacità ottenuta sottraendo al valore della capacità netta trasmissibile (detta anche NTC dall'espressione inglese *Net Transfer Capability*) la capacità utilizzata per l'esecuzione dei contratti di importazione pluriennali in essere alla data del 19 febbraio 1997, che si trovano nella disponibilità dell'Enel S.p.A. A sua volta, la *capacità netta trasmissibile* è definita come la massima potenza che può essere complessivamente scambiata tra due paesi confinanti assicurando la sicurezza di esercizio dei rispettivi sistemi elettrici.

La delibera prevede che l'assegnazione della capacità di trasporto per l'anno 2001 venga effettuata attraverso meccanismi di mercato delineati dall'Autorità e applicati dal Gestore della rete di trasmissione nazionale italiana. Ciò al fine di garantire l'assegnazione in maniera trasparente della capacità di interconnessione per l'importazione ai soggetti che ad essa attribuiscono maggior valore e la ripartizione dei benefici derivanti dall'utilizzo della capacità di interconnessione tra tutti i consumatori di energia elettrica in Italia.

Il principio generale che muove la delibera n. 140/00 è quello dell'accordo tra il GRTN e i gestori esteri nella determinazione dell'ammontare della NTC tra i paesi, nella ripartizione dei proventi derivanti dalla allocazione della capacità e nel riconoscimento di condizioni di reciprocità che garantiscano che il valore della capacità risponda, per quanto possibile, al differenziale di costo di produzione e trasporto dell'energia elettrica nei diversi paesi.

La delibera prevede infatti come soluzione preferita per l'assegnazione della capacità disponibile l'allocazione congiunta da parte del Gestore della rete di trasmissione nazionale italiana e dei gestori delle reti di trasmissione confinanti. Qualora risulti impossibile organizzare un'assegnazione congiunta della capacità disponibile, il Gestore della rete di trasmissione nazionale italiana provvederà all'allocazione del 50 per cento della capacità di interconnessione disponibile attraverso ciascuna frontiera nel 2001, mentre il restante 50 per cento sarà assegnato dai gestori confinanti.

Per poter procedere ad allocare la capacità di interconnessione disponibile attraverso procedure d'asta competitive si è reso necessario procedere a una standardizzazione dell'oggetto della allocazione; a tal fine si è proceduto a ripartire la capacità disponibile in bande di capacità per consentire una procedura di assegnazione tra beni direttamente confrontabili; tali bande avevano ampiezza di 10 MW nei mesi invernali, ampiezza che veniva ridotta nei mesi estivi e in agosto applicando alla capacità invernale dei coefficienti, rispettivamente *a* e *b*, tali da mantenere costante in ciascun mese dell'anno il rapporto tra l'ampiezza di ciascuna banda e l'ampiezza complessiva della capacità disponibile (ampiezza che è massima in inverno e si riduce nei mesi estivi e ancora più in agosto).

Al fine di promuovere la pluralità nell'offerta di energia elettrica sul mercato nazionale, la delibera prevede, inoltre, che la quota della capacità di interconnessione assegnabile a un singolo soggetto venga limitata, in modo che nessun soggetto possa disporre per l'anno 2001 di una quota maggiore del 20 per cento della capacità disponibile su ciascuna frontiera. A tale limite se ne aggiunge un secondo che prevede che nessun soggetto possa disporre di più del 10 per cento della capacità disponibile sull'insieme delle frontiere.

Infine si è ritenuto opportuno destinare una quota di capacità (circa l'80%) ad assegnazione su base annuale, riservando la restante parte ad assegnazioni su base mensile. Tale scelta trova giustificazione nell'opportunità:

- di rendere possibile per gli operatori la modulazione su base mensile della capacità di importazione utilizzata;
- di rendere possibile la partecipazione a successive assegnazioni di capacità di interconnessione ai soggetti che vengano a soddisfare i requisiti necessari per l'assegnazione di capacità di interconnessione dopo il termine per la partecipazione alla procedura di assegnazione di capacità di importazione su base annuale;
- di consentire che, dall'entrata in operatività del sistema delle offerte di cui all'art. 5 del decreto legislativo n. 79/99, la capacità di interconnessione precedentemente allocata su base mensile possa essere assegnata più efficientemente attraverso un meccanismo di asta implicita collegato al sistema stesso.

Con la successiva delibera 27 settembre 2000, n. 174, recante disposizioni urgenti in materia di importazioni di energia elettrica a integrazione e modifica della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 140/00, è stato prorogato il termine per la pubblicazione da parte del Gestore della rete dei coefficienti *a* e *b*, di riduzione delle bande di capacità poste a gara nel periodo compreso tra maggio e settembre e nel mese di agosto, nonché quello di presentazione al Gestore della rete delle richieste per l'assegnazione di bande

su base annuale per l'anno 2001. Con la medesima delibera è stato inoltre stabilito quando le condizioni di reciprocità tra operatori di sistema di cui alla delibera 140/00 debbano ritenersi verificate.

Per disciplinare il caso in cui non vengano rispettate le condizioni di reciprocità, l'Autorità ha approvato la delibera 12 ottobre 2000, n. 187, recante disposizioni urgenti in materia di importazioni di energia elettrica a integrazione delle delibere n. 140/00 e n. 174/00. Con tale delibera sono state definite le modalità di attribuzione della capacità di interconnessione disponibile relativa a paesi nei quali agiscano più operatori di sistema, da applicarsi in mancanza di specifico accordo sul rispetto delle condizioni di reciprocità, nonché le modalità per l'assegnazione della capacità in caso le condizioni di reciprocità non siano verificate.

Con la delibera 6 dicembre 2000, n. 219, l'Autorità ha revocato la delibera n. 140/00 e approvato le nuove regole che disciplinano le importazioni di energia elettrica per l'anno 2001. Il provvedimento si è reso necessario a seguito della decisione del TAR Lombardia, confermata dal Consiglio di Stato, di sospendere la validità del sistema in vigore che assegnava, attraverso procedure d'asta, la capacità di trasporto transfrontaliero, molto inferiore rispetto alla domanda. Per permettere l'ordinato avvio delle importazioni dal primo gennaio 2001 l'Autorità ha anche provveduto a modificare, in via eccezionale e temporanea, la tempistica che regola l'accesso alla rete e ha stabilito una facoltà di recesso dai contratti in essere con preavviso di tre giorni.

Le nuove regole, in considerazione di quanto esposto da TAR e Consiglio di Stato nelle ordinanze, stabiliscono un meccanismo pro-rata di assegnazione della capacità di trasporto sulle frontiere: tutte le domande saranno accolte, ma saranno proporzionalmente ridotte fino a rientrare nei limiti della capacità disponibile. Nessun operatore potrà disporre di più del 5 per cento della capacità di importazione sul totale delle frontiere e del 10 per cento su ciascuna.

I clienti idonei finali non potranno chiedere quantitativi superiori alla propria capacità di consumo, mentre i grossisti dovranno autocertificare che quanto richiesto non eccede la massima capacità di consumo dei clienti da loro serviti. Le richieste dovranno essere formulate per multipli di MW con soglia minima di 1MW (pari a un consumo massimo di circa otto milioni di kWh all'anno), limite inferiore delle bande di elettricità trattabili sul mercato internazionale. In ragione del variare dei consumi delle imprese nel corso dell'anno, è previsto che le assegnazioni possano essere rivendute in tutto o in parte su di un mercato secondario.

È stata confermata la previsione già contenuta nella delibera n. 140/00 relativa alla destinazione di una quota della capacità di interconnessione assegnabile per l'assegnazione su base mensile.

Infine, con la delibera 14 febbraio 2001, n. 21, recante definizione di modalità e condizioni delle importazioni di energia elettrica per l'anno 2001 in presenza di insufficiente capacità di trasporto che si renda disponibile a seguito della possibilità di distacco istantaneo di carico delle utenze e modificazione della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 219/00, l'Autorità ha definito le modalità e le condizioni per l'assegnazione dell'ulteriore capacità, rispetto a quella assegnabile in attuazione della delibera n. 219/00, che si rendesse disponibile a seguito del programma di sperimentazione che prevede la disponibilità di distacco istantaneo di carichi e ha riconosciuto al Gestore della rete maggiori margini di flessibilità sia nell'individuazione dell'ulteriore capacità, sia nella definizione delle procedure per l'assegnazione di detta ulteriore capacità, al fine di promuovere la stipula degli accordi con gli operatori di sistema confinanti.

La deliberazione n. 21/01 risponde all'intento, espresso anche da una direttiva del Ministro al Gestore, di ampliare al massimo l'utilizzazione della rete di interconnessione con l'estero, compatibilmente con la garanzia della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico, promuovendo una sperimentazione che preveda la possibilità di assegnare ulteriore capacità senza porre a rischio la sicurezza grazie alla disponibilità di distacco istantaneo di carico delle utenze.

Nella medesima delibera l'Autorità ha inoltre previsto l'assegnazione per il periodo 1° aprile - 31 dicembre 2001 della capacità di interconnessione assegnabile e non assegnata su base annuale, ivi inclusa la capacità destinata per i primi mesi dell'anno 2001 all'assegnazione su base mensile.

Completamento della disciplina sul vettoriamento

Il contratto tipo

Nel febbraio 1999, in coincidenza con l'apertura del mercato europeo e italiano dell'elettricità, l'Autorità aveva provveduto a fissare le tariffe di vettoriamento e si era riservata il controllo diretto sui singoli nuovi contratti che venivano stipulati. In base all'esperienza maturata, l'Autorità ha definito con la delibera 12 luglio 2000, n. 119, le regole generali che devono essere previste nei contratti di vettoriamento, dotando i clienti che decidono di approvvigionarsi sul mercato libero di uno strumento certo e trasparente su cui contrattare l'acquisto di energia elettrica. Il contratto tipo definisce le regole di accesso alla rete e le modalità di misura e di calcolo dei relativi corrispettivi nei diversi periodi dell'anno oltre che nell'arco della giornata. Nei contratti di vettoriamento ha particolare importanza il trattamento economico della potenza immessa o prelevata in eccesso rispetto a quanto previsto dal contratto. Per aiutare i clienti liberi a minimizzare la spesa, l'Autorità ha stabilito un periodo di avviamento di un anno, all'interno del quale è consentita una riduzione delle penalità da applicare in caso di prelievi superiori a quelli programmati.

La valutazione dell'ammissibilità

Con la delibera 15 giugno 2000, n. 109, l'Autorità ha inoltre approvato un regolamento che stabilisce i criteri da adottare per valutare l'ammissibilità delle richieste di vettoriamento rispetto alla capacità delle reti e alla sicurezza del loro funzionamento. Le regole stabilite dall'Autorità sono particolarmente importanti perché la sicurezza del servizio è l'unico motivo che permette ai gestori di rifiutare l'accesso di terzi alle reti. L'Autorità ha anche stabilito le informazioni che devono essere allegate alle richieste di accesso e sulle quali sarà compiuta la verifica di sicurezza.

La misura

L'applicazione della disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di vettoriamento dell'energia elettrica, introdotta dall'Autorità nella delibera n. 13/99 come modificata e integrata con la delibera n. 119/00, richiede che la misura dell'energia elettrica, rispettivamente immessa nei punti di consegna e prelevata nei punti di riconsegna delle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi relative a un contratto di vettoriamento, avvenga con riferimento a ciascuna ora fissa. La rilevazione oraria dei prelievi e delle immissioni di energia elettrica è necessaria per l'applicazione delle disposizioni relative alla riconciliazione dell'energia elettrica e ai superi di potenza rispetto ai livelli impegnati. Con la delibera 3 agosto 2000, n. 139, l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva per la verifica dello stato di attuazione degli interventi di ade-

guamento e rinnovo dei complessi di misura dell'energia elettrica ai fini dell'applicazione degli articoli 7 e 10 della delibera n. 13/99 e degli articoli 4, comma 4.2, e 5, comma 5.2, lettere a) e b), della delibera n. 225/99.

Dalla documentazione acquisita dall'Autorità nell'ambito di questa istruttoria conoscitiva è emerso che i misuratori installati presso i punti di riconsegna non localizzati sulla rete di trasmissione nazionale non sempre sono idonei alla rilevazione oraria dell'energia elettrica prelevata, ma consentono solo la misura dell'energia per ciascuna fascia oraria e, in alcuni casi (tipicamente per i punti di riconsegna in bassa tensione), solo la rilevazione dell'energia complessivamente prelevata su base mensile. L'assenza di adeguati strumenti di misura e l'atteso incremento dei volumi e dei clienti che usufruiranno del servizio di vettoriamento nel 2001 hanno reso necessaria l'introduzione di disposizioni per accelerare il processo di installazione degli strumenti di misura idonei nei punti di riconsegna. La delibera 28 dicembre 2000, n. 240 prevede pertanto che, in relazione all'approvvigionamento, all'installazione e all'attivazione nei punti di riconsegna dei misuratori idonei alla rilevazione delle grandezze necessarie all'applicazione della disciplina del vettoriamento, in luogo dell'obbligo posto a carico del gestore della rete su cui i medesimi punti sono situati ai sensi delle delibere n. 13/99 e n. 119/00, venga riconosciuta agli utenti la facoltà di provvedere autonomamente all'approvvigionamento delle apparecchiature di misura e alla loro installazione, fermo restando l'onere relativo alla rilevazione delle grandezze misurate a carico del distributori.

Tale facoltà è subordinata al mancato adempimento da parte del gestore della rete interessato, entro termini fissati, degli obblighi relativi alle attività di approvvigionamento ed eventualmente di installazione e attivazione delle apparecchiature di misura. I suddetti termini sono prorogati qualora al gestore di rete si presentino difficoltà nell'adempimento delle suddette attività derivanti dall'elevato numero di utenze, in rapporto al totale degli utenti serviti, per le quali è richiesta, in un medesimo periodo, l'attivazione del servizio di vettoriamento. Per l'applicazione della disciplina di riconciliazione e misura per l'anno 2000, in assenza di strumenti di misura idonei alla rilevazione e alla registrazione per ciascuna ora della potenza e dell'energia elettrica immessa e prelevata rispettivamente nei punti di consegna e di riconsegna, è stata definita una procedura di ricostruzione del profilo di immissione o di prelievo a partire dai dati disponibili.

- L'adeguamento dei parametri di scambio e riconciliazione** Sempre con la delibera n. 240/00 l'Autorità ha adeguato i parametri di scambio e riconciliazione previsti per disciplinare il caso in cui l'immissione e il prelievo di energia elettrica non avvengano contestualmente e per quantitativi eguali al netto delle perdite di trasporto; in particolare l'adeguamento si è reso necessario sia per consentire che il valore relativo dell'energia elettrica nelle diverse fasce orarie fosse uguale per i clienti idonei e vincolati, sia per rendere meno onerosa la disciplina della riconciliazione.
- La delibera n. 63/01** Con la delibera 22 marzo 2001, n. 63, l'Autorità è invece intervenuta a modificare la procedura prevista dall'art. 4, comma 4.4, della delibera n. 13/99 per l'erogazione del servizio di vettoriamento, anche al fine di consentire agli operatori l'utilizzo della capacità di interconnessione assegnata per il periodo compreso tra il 1° aprile 2001 e il 31 dicembre 2001 a partire dalla data in cui la suddetta capacità si rende disponibile. A seguito della suddetta modifica ai fini della stipula di un contratto di vettoriamento in deroga non è più necessaria la preventiva autorizzazione dell'Autorità ma è possibile provvedere alla stipula e successivamente al suo invio all'Autorità per l'approvazione. La medesima deliberazione prevede, altresì, l'estensione del periodo di avviamento nei casi in cui i gestori delle reti non abbiano reso disponibili ai soggetti richiedenti di un contratto di vettoriamento i dati relativi alle immissioni e ai prelievi nei punti di consegna e riconsegna.
- Condizioni di scambio per i piccoli impianti fotovoltaici** Con la delibera 13 dicembre 2000, n. 224 l'Autorità ha liberalizzato la produzione di energia elettrica dei piccoli impianti fotovoltaici, stabilendo le condizioni di scambio con il proprio distributore di elettricità (Enel e municipalizzate) dell'energia che chiunque può produrre con impianti fotovoltaici fino a 20 kW di potenza. La liberalizzazione disposta dall'Autorità consente di procedere nel progetto "10.000 tetti fotovoltaici" promosso dal Ministero dell'ambiente e dall'ENEA, che prevede contributi in conto capitale a chi si dota di tali impianti.
- Per favorire questo primo esempio di microgenerazione elettrica diffusa, l'Autorità ha stabilito l'uguaglianza in tutte le ore e i giorni dell'anno del valore dell'energia autoprodotta con quella normalmente ritirata dal proprio distributore (com'è noto, infatti, l'energia elettrica ha un valore diverso, nell'arco della giornata e delle stagioni, a seconda dell'andamento della domanda e del tipo di impianti in funzione).
- Per la contabilizzazione dell'energia elettrica prodotta e scambiata con la rete, e la corrispondente riduzione degli importi della bolletta, dovrà essere installato un contatore aggiuntivo a quello normalmente in uso. Il costo di

installazione, manutenzione e servizio di lettura del nuovo contatore, a cura del distributore, è stato fissato in 60.000 lire all'anno.

Una volta installato l'impianto fotovoltaico, gli utenti potranno richiedere al proprio distributore l'attivazione del servizio di scambio sottoscrivendo una semplice integrazione al contratto di fornitura già in vigore. Lo schema tipo di questa appendice contrattuale è stato predisposto dall'Autorità ed è allegato alla delibera. La piccola produzione fotovoltaica è esentata dall'imposta di fabbricazione e dalla registrazione presso gli UTF (Uffici tecnici di finanza).

Attività in materia di disciplina del mercato elettrico e dell'Acquirente Unico

Con la delibera 3 agosto 2000, n. 137, l'Autorità ha inviato a Governo e Parlamento un documento di osservazioni e proposte sull'organizzazione del mercato elettrico (borsa dell'elettricità), ai sensi dell'art. 5 del dlgs. n. 79/99. Il documento indica modelli organizzativi, soluzioni e procedure considerate efficienti e appropriate ai fini della definizione della disciplina del mercato elettrico. Il modello organizzativo proposto dall'Autorità fa perno su un'asta non discriminatoria. In tale ipotesi, la borsa riceve le offerte di ciascun impianto di produzione, compila un ordine di merito economico a partire dalle offerte più basse e definisce il programma di produzione degli impianti per il giorno successivo, minimizzando il costo totale del soddisfacimento della domanda di energia elettrica.

Il documento suggerisce il metodo del prezzo marginale per la determinazione del prezzo di equilibrio, in alternativa a quello dell'asta discriminatoria (o *pay as bid*), in quanto ritenuto in grado di assicurare la massima trasparenza e comprensibilità delle aggiudicazioni del diritto di prelevare e immettere energia elettrica. Analoghi meccanismi di mercato sono proposti per i servizi di riserva, per la gestione economica delle congestioni di rete e, se opportuno, per la garanzia dell'adeguatezza della produzione elettrica nel medio termine.

Oltre a un mercato del giorno prima, l'Autorità ha suggerito la necessità di introdurre almeno due mercati infra-giornalieri, il più possibile prossimi al momento dell'immissione dell'elettricità in rete, fissandone la chiusura poche ore prima del tempo reale. Riguardo al formato delle offerte, l'Autorità propone l'adozione di un modello di borsa basato su offerte semplici. I mercati infra-giornalieri di aggiustamento e le offerte semplici permettono ai venditori di trarre vantaggio dalla flessibilità della propria offerta e ai consumatori di modificare la domanda, in funzione dei prezzi che si saranno formati la sera precedente. L'aggiustamento delle diverse posizioni di domanda e offerta consente,

inoltre, di ridurre la necessità di intervento degli impianti di riserva per il bilanciamento, la cui energia è normalmente più costosa.

Per quanto riguarda i “servizi di riserva”, al fine di assicurare la trasparenza degli impianti chiamati a regolare (regolazione di frequenza primaria, secondaria e terziaria), l’Autorità ritiene necessaria l’introduzione di un mercato fisico in tempo reale dell’energia elettrica, gestito dal Gestore del mercato. Tale mercato consente al Gestore del mercato di svolgere il compito che in esclusiva gli compete, di assicurare il bilanciamento continuo di immissioni e prelievi di energia elettrica secondo modalità compatibili con la massima efficienza ed economicità.

L’organizzazione del mercato elettrico può prevedere anche un mercato o un meccanismo di remunerazione per l’approvvigionamento della capacità di lungo termine. A questo scopo l’Autorità propone che, qualora fosse ritenuto necessario un tale mercato o meccanismo, esso debba interferire il meno possibile con il funzionamento dei mercati giornalieri dell’energia elettrica. Per tale ragione si propone anche che lo stesso coincida con un mercato nel quale ogni acquirente acquisti “diritti di capacità” per un ammontare pari a un multiplo della sua domanda di energia elettrica. Tra gli operatori sul lato della domanda si pone anche l’Acquirente unico, che dovrebbe garantire la disponibilità di capacità produttiva per i clienti del mercato vincolato, come previsto dall’art. 4, comma 1, del dlgs. n. 79/99. Sul lato dell’offerta di capacità, i diritti di capacità sono venduti da impianti di generazione che si impegnano a offrire l’energia elettrica producibile nei mercati giornalieri dell’energia aperti in quel periodo. I diritti di capacità, anche relativi a periodi futuri su un orizzonte compatibile con lo sviluppo, se necessario, di nuova capacità di generazione, sono scambiati in un “mercato della capacità di lungo periodo”, appositamente istituito e gestito dal Gestore del mercato.

Un altro aspetto importante dell’organizzazione dei mercati all’ingrosso riguarda la gestione delle congestioni di rete che si verificano quando i flussi di energia elettrica corrispondenti ai programmi di immissione o di prelievo determinati nella borsa, ovvero i flussi relativi all’esecuzione dei contratti bilaterali, sono incompatibili con la capacità di trasporto disponibile in condizioni di sicurezza della rete. L’Autorità ritiene che il meccanismo più efficiente per la gestione economica delle congestioni di rete, in grado di ridurre il costo di generazione al minimo compatibile, debba tenere conto dell’effettiva natura (concentrata o diffusa), della frequenza e della rilevanza delle congestioni nel sistema di trasmissione nazionale. A tale scopo è necessaria la determinazione del valore nodale dell’energia elettrica. In relazione a ciò l’Autorità propone che, come parte del dispacciamento, il Gestore della rete calcoli e pubblichi, sin dall’avvio della borsa dell’energia elettrica, i prezzi nodali.

La volatilità del prezzo che si determina sul mercato del giorno prece-

dente rende opportuna la creazione di strumenti finanziari di copertura e arbitraggio per i diversi operatori, così come è avvenuto in altre esperienze estere. A giudizio dell'Autorità, la presenza di un efficiente mercato degli strumenti derivati contribuisce alla trasparenza complessiva del sistema delle offerte e fornisce un contributo rilevante allo spessore e alla trasparenza del mercato del giorno prima.

Per rendere compatibile il funzionamento del sistema delle offerte di cui all'art. 5 del dlgs. n. 79/99 (o mercato elettrico) con i contratti bilaterali, è necessario che vengano definite le norme in materia di dispacciamento. La regolazione dell'attività di dispacciamento rappresenta un tassello fondamentale per consentire l'avvio del dispacciamento di merito economico (basato sul minor prezzo offerto), previsto dal dlgs. n. 79/99 contestualmente all'avvio della borsa elettrica, e per consentire la "convivenza" delle transazioni definite nell'ambito della borsa con quelle dei contratti bilaterali (fuori borsa) al fine di garantire la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico.

L'Autorità, con delibera 30 aprile 2001, n. 95, ha disciplinato le condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale. L'attività di dispacciamento si esplica attraverso l'imposizione di vincoli al comportamento degli operatori sul mercato e mediante la gestione di apposite risorse il cui approvvigionamento, ai sensi del già citato articolo del dlgs. n. 79/99, deve essere gestito dal Gestore del mercato.

Il provvedimento regola le condizioni per il dispacciamento dell'energia elettrica sulle reti nazionali con particolare riferimento alla gestione delle congestioni (insufficienza della capacità di trasporto di una rete), al mantenimento dell'equilibrio tra domanda e offerta e alla gestione delle riserve, garantendo la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Nel rispetto delle condizioni stabilite dall'Autorità, il Gestore della rete di trasmissione nazionale procederà a elaborare le regole per il dispacciamento, attività che svolge in concessione. Le regole per il dispacciamento interessano tutti gli utenti delle reti, sia i fornitori che immettono l'elettricità, sia i clienti che la prelevano.

Con delibera 30 aprile 2001, n. 96, sono state emanate disposizioni generali in materia di mercato dell'energia elettrica.

Prima di esprimere il parere sulla disciplina del mercato elettrico che il Gestore del mercato dovrà predisporre e, in sostanza, prima che sia definita negli aspetti normativi generali e di dettaglio la disciplina del mercato elettrico, l'Autorità ha ritenuto opportuno adottare alcuni provvedimenti propedeutici. In particolare, con la delibera n. 96/01 l'Autorità ha inteso definire:

- un insieme di principi generali ai quali l'organizzazione, la gestione e il funzionamento del mercato elettrico dovranno conformarsi;

- un quadro di regole e norme generali atto a prefigurare e supportare gli interventi dell'Autorità finalizzati a garantire la promozione della concorrenza in relazione al funzionamento del mercato elettrico a fronte del possibile esercizio di potere di mercato.

I principi enunciati sono quelli di trasparenza, efficienza, non discriminazione. L'Autorità intende prevenire l'esercizio di potere di mercato attraverso la trasparenza delle procedure, stabilendo condizioni non discriminatorie per i vari operatori, assicurando meccanismi efficienti nella formazione dei prezzi. Un tale disegno organizzativo dovrebbe assicurare anche l'integrazione del mercato elettrico nazionale nel mercato interno europeo.

Per consentire all'Autorità il continuo monitoraggio dei comportamenti dei soggetti che opereranno nella borsa dell'elettricità, il provvedimento delinea le modalità informative cui il gestore del mercato dovrà attenersi. In particolare, dovranno essere fornite periodiche relazioni sul funzionamento del mercato elettrico nelle sue varie fasi operative, mentre lo svolgimento delle negoziazioni sarà seguito dall'Autorità attraverso un collegamento telematico diretto con la borsa.

In data 27 marzo 2001 è stato trasmesso all'Autorità anche lo schema di Direttiva ministeriale per l'operatività della società Acquirente Unico, sul quale l'Autorità ha espresso parere favorevole.

Contemporaneamente il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, con nota in data 27 marzo 2001, ha trasmesso all'Autorità il documento *Disciplina del mercato elettrico ai sensi dell'articolo 5 del dlgs n. 79/99*, come predisposto dal Gestore del mercato. Lo schema di disciplina del mercato accoglie molte delle indicazioni fornite dall'Autorità, ma contiene anche alcune normazioni non coerenti con l'insieme delle finalità espresse dall'Autorità nei documenti prima citati sulla materia. È stato pertanto espresso parere favorevole allo schema, con delibera n. 97 del 30 aprile 2001, ai sensi dello stesso articolo citato, richiedendo altresì alcune integrazioni e correzioni. Gli aspetti sui quali il Parere richiede integrazioni riguardano i profili commerciali-civilistici di un ambiente negoziale regolamentato quale il mercato elettrico. In particolare si sollecita la disciplina dei seguenti aspetti anteriormente all'entrata in operatività del mercato elettrico:

- condizioni e modalità di ammissione, sospensione, esclusione degli operatori e accessi indiretti al mercato;
- rapporto tra operatori intermediari e clienti;
- inquadramento giuridico della posizione del Gestore del mercato nel caso in cui assuma posizioni contrattuali;
- condizioni e modalità per lo svolgimento delle negoziazioni (disciplina delle proposte di negoziazione, elementi essenziali dei contratti, esecuzione dei

contratti, accertamento, pubblicazione e diffusione dei prezzi e delle quantità contrattate).

Tra le integrazioni, il Parere richiede anche quelle volte a rendere conformi lo schema di disciplina del mercato con le disposizioni relative al dispacciamento contenute nella delibera dell'Autorità n. 95/01.

Nel Parere, inoltre, si giudica inopportuna la normazione di un mercato dei diritti di capacità per la garanzia della disponibilità di capacità di generazione nell'attuale contesto di mercato caratterizzato da condizioni non concorrenziali. Si rimanda pertanto l'introduzione di disposizioni inerenti gli aspetti della capacità di generazione di lungo termine a un periodo successivo e in esito a una fase di ulteriore analisi delle problematiche connesse.

Sulla base di valutazione dei profili di legittimità dello schema di disciplina del mercato in relazione all'ambito di autonomia decisionale del Gestore del Mercato, il Parere richiede la soppressione nello schema delle previsioni aventi a oggetto l'imposizione di obblighi di diverso contenuto a soggetti non operativi nel mercato elettrico, ovvero l'investitura di autorità terze in funzioni necessarie all'integrazione della disciplina del mercato elettrico.

Nuove procedure per l'idoneità all'acquisto di elettricità sul mercato libero

Con delibera 22 marzo 2000, n. 66, l'Autorità ha semplificato le procedure per la verifica annuale della qualifica di cliente idoneo, che autorizza i grandi consumatori ad acquistare l'elettricità sul mercato libero scegliendo il fornitore. L'idoneità è prevista dal decreto di liberalizzazione del mercato elettrico per chi consuma più di 20 milioni di kWh all'anno singolarmente o più di un milione se partecipante a un consorzio con consumi complessivi superiori a 20 milioni. I clienti idonei sono oggi oltre 1000 e più di 7000 sono i siti di consumo. L'idoneità è confermata annualmente dall'Autorità, che cura l'elenco dei clienti idonei, con la verifica del rispetto delle soglie di consumo dell'anno precedente.

Con la vecchia procedura, definita dalla delibera 30 giugno 1999, n. 91, i clienti idonei erano tenuti a richiedere al proprio distributore, entro il 31 marzo di ogni anno, una dichiarazione attestante i prelievi di energia dalla rete suddivisi per ogni sito di consumo e ad inviarla all'Autorità. La nuova procedura sposta invece direttamente sui distributori l'obbligo di inviare annualmente all'Autorità i dati relativi ai prelievi dei clienti idonei allacciati alle reti. I clienti idonei non sono più tenuti ad alcuna comunicazione. Un obbligo di comunicazione resta, invece, per i circa 250 clienti idonei che, all'interno dei propri siti di consumo, autoproducono parte dell'energia elettrica che utilizzano. Anche per questi consumatori è stata introdotta una semplificazione, sostit-

tuendo una semplice autocertificazione alla dichiarazione da richiedere in precedenza agli Uffici tecnici di finanza, attestante i quantitativi di energia autoprodotta. Per dare modo ai distributori di assolvere ai nuovi impegni, per il 2001 il termine della trasmissione dei dati all'Autorità è stato posticipato dal 31 marzo al 30 aprile.

Modalità di cessione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e assimilate

Il decreto del Ministro dell'industria 21 novembre 2000 prevede, tra l'altro, che fino all'entrata in funzione del sistema delle offerte di cui all'art. 5, comma 1, del dlgs. n. 79/99, il Gestore della rete ceda l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e assimilate (di cui all'art. 22, comma 3, della legge 9 gennaio 1991, n. 9), nonché quella prodotta da parte delle imprese produttrici-distributrici, ai sensi del titolo IV, lettera B) del provvedimento CIP 29 aprile 1992, n. 6, mediante procedure concorsuali, disciplinate dall'Autorità secondo criteri di pubblicità, trasparenza e non discriminazione. Il medesimo decreto prevede prezzi base di aggiudicazione ridotti per l'energia elettrica destinata a clienti finali disponibili a distacchi di carico realizzabili in tempo reale e a clienti finali disponibili a distacchi di carico realizzabili con adeguato preavviso del Gestore della rete. Con la delibera 13 dicembre 2000, n. 223, l'Autorità ha provveduto a fissare le modalità applicative di tali procedure concorsuali, definendo un meccanismo che prevede un'asta con prezzi al rialzo per l'allocazione dell'energia su base annuale e diverse aste per l'allocazione dell'energia su base mensile. In particolare, in considerazione del fatto che il profilo medio nazionale della richiesta di energia elettrica sulla rete italiana evidenzia significative differenze in termini di potenze richieste nelle varie ore del giorno e nei vari periodi dell'anno, l'Autorità ha stabilito che la cessione dell'energia elettrica deve avvenire con procedure che permettono la modulabilità del prelievo nelle varie fasce orarie; il prezzo base dell'asta deve, in conseguenza, essere distinto almeno per fasce orarie in modo da riflettere il diverso valore attribuito all'energia elettrica in ciascuna fascia oraria. In base a quanto previsto nel decreto del Ministro dell'industria 21 novembre 2000, alle procedure concorsuali possono partecipare i clienti idonei, nonché la società Acquirente Unico S.p.A., a partire dal momento della sua piena operatività. La medesima delibera prevede, inoltre, che la capacità produttiva non assegnata in esito alle procedure concorsuali venga ceduta nel mercato vincolato. L'Autorità ha provveduto successivamente a un adeguamento tariffario al fine di compensare i minori ricavi ottenuti con la vendita sul mercato libero dell'energia elettrica incentivata prodotta da fonti

rinnovabili e assimilate, rispetto ai ricavi ottenibili con la cessione al mercato vincolato della medesima energia.

La delibera prevede, inoltre, l'introduzione di alcune clausole contrattuali per la risoluzione di diritto del contratto di fornitura stipulato in esito a dette aste con decorrenza dalla data di entrata in operatività del sistema delle offerte di cui all'art. 5 del dlgs. n. 79/99, nonché la facoltà di cessione della capacità produttiva acquisita per effetto delle medesime procedure concorsuali. Viene stabilito, altresì, che il Gestore della rete debba fornire adeguata informazione sull'esercizio della facoltà di interrompibilità della fornitura dell'energia elettrica ceduta ai clienti finali di cui all'art. 5, commi 3 e 4, del decreto del Ministro dell'industria 21 novembre 2000, ai fini della verifica della trasparenza e non discriminatorietà nella cessione dell'energia elettrica in esito alle sopra menzionate procedure concorsuali.

Criteria per la definizione di cogenerazione e revisione delle condizioni tecniche per l'assimilabilità

**Il documento
di consultazione
del 3 agosto 2000**

Il 3 agosto 2000 l'Autorità ha emanato un documento per la consultazione che propone i criteri per le definizioni di cogenerazione, ai sensi dell'art. 2, comma 8, del dlgs. n. 79/99. Il documento propone altresì una revisione delle condizioni tecniche per l'assimilabilità degli impianti di produzione di energia elettrica a quelli che utilizzano fonti rinnovabili come previsto dall'art. 22, comma 5, ultimo periodo, della legge 9 gennaio 1991, n.9.

La nuova definizione di cogenerazione consente di identificare, tra gli impianti esistenti e di nuova realizzazione, quelli che garantiscono un significativo risparmio di energia rispetto alle produzioni separate. Vengono a tale scopo definiti uno o più indicatori che consentono:

- di valutare il risparmio effettivo di energia primaria di un impianto di cogenerazione rispetto alle produzioni separate;
- di garantire l'effettiva natura cogenerativa delle modalità di utilizzo dell'impianto, evitando che, pur in presenza di una produzione combinata di energia elettrica e calore utile, si abbiano soluzioni eccessivamente sbilanciate nella produzione di energia elettrica.

Per quanto riguarda invece la modifica delle condizioni tecniche di assimilabilità, è opportuno ricordare che dalla prima definizione di assimilabilità (provvedimento CIP n. 6/92) sono passati otto anni e il progresso tecnologico ha reso obsoleta tale definizione richiedendone una revisione.

Il dlgs. n. 79/99 ha delineato un quadro normativo nel quale la cog-