

	aggiornati e a volte differenziati anche all'interno della stessa azienda senza motivo.	caratteristiche del territorio servito). Gli standard sono aggiornati periodicamente e per la continuità sono progressivi anno per anno.
Rimborsi in caso di mancato rispetto degli standard	Gli esercenti possono definire le modalità di rimborso; quasi tutti gli esercenti hanno introdotto rimborsi su richiesta degli utenti; di fatto, gli utenti aventi diritto al rimborso non presentano richiesta e quindi i rimborsi non vengono erogati.	I rimborsi agli utenti sono automatici in caso di mancato rispetto degli standard specifici per cause di responsabilità degli esercenti. Nel primo periodo di attuazione sono già state pagate alcune migliaia di rimborsi.
Registrazione dei tempi e delle interruzioni	Non sono previsti obblighi specifici di registrazione. Gli indicatori considerati nello schema generale di riferimento si prestano a interpretazioni disomogenee. Alcuni esercenti che hanno emesso la Carta dei servizi non verificano il rispetto degli standard.	Sono state definite regole di registrazione dei tempi e delle interruzioni, e sono stati introdotti obblighi sanzionabili di registrazione e di documentazione. Tutti gli esercenti devono inviare all'Autorità un rapporto annuale sul rispetto degli standard.
Partecipazione e informazione degli utenti	Da indagini demoscopiche risulta che gli utenti non sono informati delle Carte dei servizi; gli standard sono fissati senza consultazione.	Sono previsti obblighi di informazione agli utenti (invio degli standard in allegato alla bolletta e comunicazione all'atto della richiesta). Gli standard sono definiti previa consultazione con le associazioni rappresentative.
Effetti economici del miglioramento	Non previsti dalla Carta dei servizi.	Per la riduzione progressiva delle interruzioni è stato introdotto un sistema di incentivi e di penalità agganciato alla tariffa.

Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e vendita dell'energia elettrica e del gas

La nuova regolazione della qualità commerciale

La qualità commerciale si riferisce alla tempestività di esecuzione delle prestazioni richieste dagli utenti (come, per esempio, preventivi, allacciamenti, attivazioni, verifiche tecniche, risposta a reclami e richieste scritte di informazioni), alla puntualità degli appuntamenti con gli utenti, alle caratteristiche di frequenza di lettura dei consumi e di adeguatezza delle modalità di fatturazione. Si tratta di temi comuni a entrambi i settori regolati.

Per ovviare ai limiti evidenziati dall'attuazione della disciplina della Carta dei servizi, l'Autorità ha definito un nuovo quadro di regolazione della qualità commerciale per entrambi i settori:

- per il servizio di distribuzione e vendita dell'energia elettrica, con la delibera 28 dicembre 1999, n. 201;
- per il servizio di distribuzione e vendita del gas, con la delibera 3 marzo 2000, n. 47.

Scopo della regolazione della qualità commerciale è quello di definire standard nazionali, minimi e obbligatori per tutti, tesi alla tutela degli utenti e al miglioramento medio complessivo del sistema.

Gli standard di qualità

Gli standard di qualità si suddividono in specifici e generali.

Gli standard specifici di qualità si riferiscono alle singole prestazioni da garantire al cliente; essi rappresentano il tempo massimo entro cui deve essere garantita ogni singola prestazione. Per esempio, tempo massimo di attivazione 5 giorni lavorativi.

Gli standard generali di qualità si riferiscono al complesso delle prestazioni rese ai clienti; diversamente dagli standard specifici, indicano la percentuale minima di utenti a cui deve essere garantita la prestazione richiesta entro un determinato tempo. Per esempio, almeno 90 per cento di risposte a reclami scritti o richieste di informazioni scritte entro 20 giorni lavorativi.

Il nuovo quadro di regolazione della qualità del servizio comporta un notevole passo in avanti rispetto alla precedente regolazione della Carta dei servizi in quanto:

- sono stati definiti, dopo consultazione con i soggetti interessati, standard di qualità nazionali, validi per tutti gli esercenti; si è così superato il regime precedente degli standard autodefiniti dagli esercenti nelle proprie Carte dei servizi, generalmente senza consultazione e che comportavano notevole diversità di trattamento degli utenti nelle differenti zone del paese; gli standard definiti dall'Autorità si avvicinano ai casi migliori presenti nel settore;
- sono stati introdotti indennizzi automatici in caso di mancato rispetto degli standard specifici di qualità per cause imputabili agli esercenti e non per cause dovute a forza maggiore o a responsabilità di terzi o al cliente stesso; si è così superato il regime precedente di procedure di rimborso su richiesta degli utenti interessati che si è dimostrato inefficace;
- sono state uniformate le modalità di registrazione dei tempi di effettuazione delle prestazioni, superando la precedente difformità nelle misurazioni tra un'azienda e l'altra.

I nuovi standard nazionali di qualità commerciale definiti dall'Autorità costituiscono la base minima che ogni esercente deve assicurare ai propri clienti del mercato vincolato. Gli esercenti hanno la facoltà di stabilire propri standard, solo se migliorativi (o ulteriori) rispetto a quelli dell'Autorità.

L'entità dei rimborsi è definita dall'Autorità, ed è maggiore per le tipologie di utenti che hanno costi di uso dell'energia e della rete più elevati. I rimborsi automatici devono essere corrisposti al cliente attraverso detrazione dall'importo addebitato nella prima fatturazione utile, e comunque entro 90 giorni solari dalla scadenza del tempo massimo per l'esecuzione della prestazione richiesta dal cliente. L'esercente che non riesce a rispettare questo termine deve pagare un rimborso di entità doppia o quintupla, in ragione del ritardo di pagamento.

La corresponsione del rimborso automatico non esclude la possibilità per il cliente di richiedere in sede giurisdizionale il risarcimento dell'eventuale danno ulteriore subito; a tale proposito è stata prevista un'apposita comunicazione nella bolletta di accredito del rimborso.

Le direttive dedicano infine una attenzione particolare all'informazione che gli esercenti devono assicurare all'utente sugli standard specifici e generali di qualità commerciale, rendendoli per questa via più consapevoli dei propri diritti:

- una volta all'anno, tutti gli utenti devono ricevere dall'impresa esercente con cui intrattengono un rapporto contrattuale le informazioni sugli standard di qualità garantiti e sui risultati effettivamente raggiunti nel corso dell'anno;
- l'impresa esercente deve informare ogni utente che faccia richiesta di una prestazione soggetta a standard specifici, del tempo massimo e del rimborso previsti;
- l'Autorità pubblica annualmente, nell'ambito della propria indagine sulla qualità del servizio sia nel settore elettrico sia in quello del gas, i tempi medi reali di effettuazione delle prestazioni, come dichiarati dalle imprese esercenti, e i relativi parametri di controllo degli standard (percentuale di casi fuori standard, per le diverse cause).

La registrazione dei dati di qualità secondo criteri uniformi e la comunicazione obbligatoria di quelli di sintesi all'Autorità permettono di verificare l'effettivo rispetto degli standard.

Gli effetti della nuova regolazione della qualità commerciale

Con l'introduzione degli indennizzi automatici e con i nuovi standard definiti dall'Autorità, il numero di indennizzi effettivamente pagati ai clienti in caso di mancato rispetto degli standard è nettamente cresciuto (Tav. 6.3).

La tavola 6.4 riporta la suddivisione degli indennizzi relativi agli standard specifici dei settori gas ed elettricità per l'anno 2001.

TAV. 6.3 **ANDAMENTO DEL NUMERO DEI RIMBORSI PAGATI AI CLIENTI
NEGLI ANNI 1997-2002**

INDENNIZZI	CARTA DEI SERVIZI			NUOVA REGOLAZIONE		
	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Settore elettricità ^(A)	21	54	22	4 771	12 437	52 229
Settore gas ^(B)	1 237	707	1 640	3 709	12 090	13 356

(A) Nel settore elettrico la regolazione dell'Autorità è entrata in vigore dall'1 luglio 2000; il dato 2000 è riferito solo al secondo semestre.

(B) Nel settore gas la regolazione dell'Autorità è entrata in vigore dall'1 gennaio 2001; il gruppo Italgas ha applicato spontaneamente gli indennizzi automatici anche nel periodo 1997-2000.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 6.4 **RIEPILOGO DEL NUMERO DI RIMBORSI PER STANDARD SPECIFICI NEI SETTORI GAS
ED ELETTRICITÀ, ANNI 2001-2002**

STANDARD	ELETTRICITÀ		GAS	
	N. RIMBORSI PAGATI 2001	N. RIMBORSI PAGATI 2002	N. RIMBORSI PAGATI 2001	N. RIMBORSI PAGATI 2002
Preventivazione per lavori semplici	4 638	13 143	2 334	3 741
Esecuzione di lavori semplici	1 562	6 866	3 341	4 378
Attivazione della fornitura	2 358	13 633	2 241	3 268
Disattivazione della fornitura su richiesta	1 385	6 742	3 418	1 247
Riattivazione per morosità	1 378	7 837	290	122
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	463	1 323	462	596
Ulteriori standard definiti dagli esercenti	653	2 685	4	4
Totale	12 437	52 229	12 090	13 356

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Attività svolta nell'ultimo anno

La nuova disciplina introdotta dalle delibere n. 201/99 e n. 47/00 prevedeva un periodo di prima attuazione, intercorrente tra la data di entrata in vigore e il 31 dicembre 2002. Durante tale intervallo di tempo, erano soggetti alla novella regolazione della qualità commerciale solo le aziende con più di 5 000 clienti finali. Le delibere prevedevano che al termine di questo periodo l'Autorità avrebbe effettuato una verifica sulla base dei dati forniti dagli esercenti stessi, al fine di valutare modalità e tempi per l'estensione della sua applicazione anche agli esercenti che in sede di prima attuazione erano stati esonerati. Sulla base dell'esperienza acquisita nel corso della prima attuazione e dei dati

comunicati dagli esercenti, che hanno evidenziato l'efficacia del meccanismo degli indennizzi automatici, l'Autorità ha ritenuto opportuno estendere il campo applicativo della nuova regolazione della qualità commerciale, per allargare progressivamente la tutela dei diritti dei consumatori.

Con le delibere 19 dicembre 2002, n. 220 (per il settore elettrico) e n. 221 (per il settore gas), l'Autorità ha previsto di abbassare la soglia di esenzione temporanea per gli esercenti di dimensioni minori; dal 2004, l'applicazione della regolazione della qualità commerciale sarà estesa:

- agli esercenti con un numero di clienti finali, allacciati o forniti, minore o uguale a 5 000 e maggiore di 3 000, per tutti i livelli specifici di qualità e per i relativi indennizzi automatici;
- agli esercenti con un numero di clienti finali, allacciati o forniti, minore o uguale a 3 000, limitatamente alle prestazioni di attivazione della fornitura e di riattivazione della stessa in caso di morosità.

Per quanto riguarda il settore elettrico, con la delibera n. 220/02 l'Autorità ha voluto inoltre adeguare la disciplina della qualità commerciale all'andamento del processo di liberalizzazione. Infatti, per effetto dell'abbassamento della soglia di idoneità prevista dall'art. 10, comma 4, della legge 5 marzo 2001, n. 57, è stato necessario programmare l'applicazione della delibera di qualità commerciale a tutti i clienti finali allacciati alle reti di distribuzione di media e bassa tensione, indipendentemente dal fatto che essi appartengano al mercato vincolato o libero.

Inoltre, in entrambi i settori si è prevista la possibilità, per il cliente finale del mercato libero, di chiedere all'esercente del servizio di misura o di vendita l'applicazione di standard di qualità commerciale diversi da quelli stabiliti dall'Autorità (che restano come riferimento), purché non peggiorativi.

Continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Nuova regolazione della continuità del servizio elettrico

La continuità del servizio (mancanza di interruzioni nell'erogazione dell'energia elettrica agli utenti) è il più significativo tra i diversi fattori di qualità del servizio elettrico, sia sotto il profilo della rilevanza per gli utenti, sia per l'incidenza economica degli investimenti necessari a ridurre le interruzioni. Obiettivo della regolazione è tutelare gli utenti e fornire agli esercenti gli stimoli necessari a ridurre le interruzioni.

Data la difformità iniziale tra i metodi utilizzati dagli esercenti è stato necessario, come presupposto essenziale per l'introduzione di una regolazione della

continuità del servizio, definire un sistema uniforme di indicatori, che consentisse un confronto certo tra i dati elaborati dagli esercenti e rendesse praticabile l'attività di controllo a campione. A questo fine l'Autorità ha introdotto obblighi di registrazione delle interruzioni, basati sull'utilizzo più ampio possibile di sistemi di registrazione automatica dell'istante di inizio delle interruzioni (tramite i sistemi di telecontrollo), corredati da alcune registrazioni manuali. Gli obiettivi di regolazione delle interruzioni sono i seguenti:

- avvicinare il livello medio di continuità del paese ai migliori livelli medi nazionali registrati attualmente in altri paesi europei, da raggiungere nel minor numero possibile di anni;
- ridurre i divari esistenti tra le diverse regioni a parità di grado di concentrazione dell'utenza, senza far peggiorare le situazioni in cui già oggi si registrano i migliori livelli effettivi di continuità;
- tutelare gli utenti attraverso l'introduzione di indennizzi automatici individuali o collettivi, cioè commisurati al valore medio di continuità registrato in uno stesso ambito territoriale e applicati a tutti gli utenti dell'ambito, proporzionalmente ai loro consumi.

La regolazione delle interruzioni senza preavviso lunghe (cioè di durata superiore a 3 minuti) è stata introdotta per il periodo 2000-2003 con la delibera 28 dicembre 1999, n. 202, che ha costituito una rilevante novità per il nostro paese.

Allo scopo di tenere conto delle forti differenze iniziali presenti sul territorio nazionale anche a parità di grado di concentrazione territoriale, la regolazione definisce gli ambiti territoriali a cui si riferiscono i livelli generali di continuità del servizio.

A ciascun ambito territoriale sono stati assegnati, nel corso del 2000, i livelli tendenziali di continuità per gli anni 2000-2003 che definiscono un "percorso di miglioramento" obbligatorio in ciascun ambito territoriale, a partire dal livello effettivo medio registrato nello stesso ambito durante il biennio 1998-1999. Il miglioramento obbligatorio è tanto maggiore quanto peggiore è la continuità del servizio, in modo da produrre un fenomeno di convergenza.

Per tre regioni del Mezzogiorno (Campania, Calabria e Sicilia), per le quali non si sono ritenuti validi i dati di continuità del servizio relativi al biennio 1998-1999, sono stati definiti livelli tendenziali di continuità per il periodo 2001-2003 con tassi di miglioramento più severi di quelli applicati nel resto d'Italia (Tav. 6.5).

Per gli ambiti territoriali che hanno già raggiunto una qualità ottimale è previsto un regime particolare di incentivazione al mantenimento di tali livelli.

Il sistema di incentivi e di penalità dei distributori prevede che, per ognuno dei circa 300 ambiti territoriali interessati, l'incentivo o la penalità venga determinato in relazione al proprio obiettivo di miglioramento, costituito dal livello tendenziale di continuità per ciascun anno, sulla base di una media mobile biennale. Il sistema, basato su valori medi biennali per evitare che gli eventi meteorologici possano incidere sui dati di continuità del servizio, esclude le interruzioni dovute a cause di forza maggiore o a danni imputabili a terzi.

Il meccanismo prevede inoltre incentivi per gli ambiti territoriali che migliorano più degli obiettivi, e penalità per quelli che raggiungono risultati negativi con una franchigia (entro il 5 per cento in più o in meno) che non dà luogo né a incentivi né a penalità.

TAV. 6.5 MIGLIORAMENTI DI CONTINUITÀ OBBLIGATORI PER IL GRUPPO ENEL

Durata complessiva delle interruzioni senza preavviso lunghe; minuti persi per utente per anno^(A) e percentuali di miglioramento medio^(B)

	LIVELLO BASE 1998-1999	OBIETTIVO 1999-2000	OBIETTIVO 2000-2001	OBIETTIVO 2001-2002	OBIETTIVO 2002-2003
Nord	100	93	86	81	76
Miglioramento medio	-	7%	14%	19%	24%
Centro	192	168	149	133	120
Miglioramento medio	-	13%	23%	31%	38%
Sud ^(C)	277	237	205	180	159
Miglioramento medio	-	14%	26%	35%	43%
Sud ^(D)	324	269	237	181	140
Miglioramento medio	-	17%	27%	44%	57%
ENEL	188	163	146	124	108
Miglioramento medio	-	13%	23%	34%	43%

(A) I livelli di continuità sono espressi in minuti persi per utente all'anno, valore medio biennale netto.

(B) Il miglioramento medio percentuale è calcolato sempre rispetto al livello base 1998-1999.

(C) Abruzzo, Molise, Puglia, Basilicata, Sardegna (livello base 1998-1999).

(D) Calabria, Campania e Sicilia (livello base 2000); dati 1998-1999 stimati.

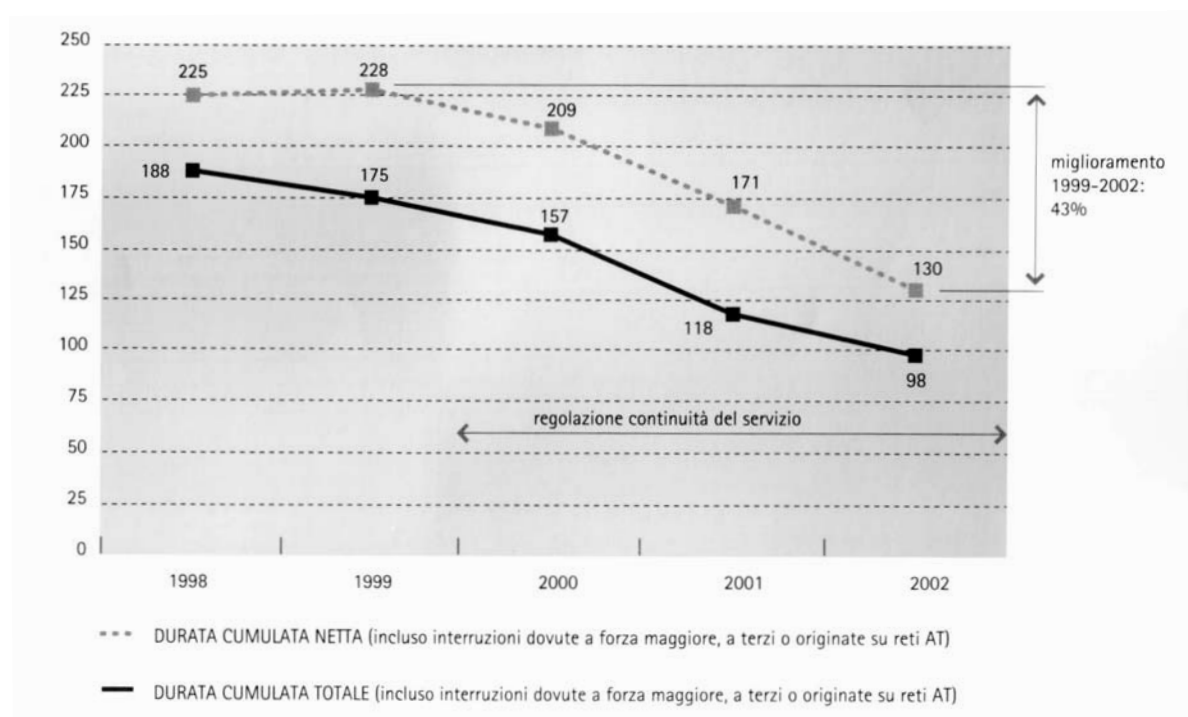
Effetti della nuova
regolazione della
continuità del servizio
di distribuzione
dell'energia elettrica

I risultati raggiunti nel primo periodo di attuazione della regolazione economica delle interruzioni senza preavviso lunghe (2000-2002) indicano che la regolazione ha prodotto stimoli efficaci alla riduzione del numero e della durata delle interruzioni (Fig. 6.1). Sono stati infatti rilevati miglioramenti, sia per Enel sia per la maggior parte delle imprese distributrici locali.

I dati di continuità evidenziano che la durata complessiva di interruzione per cliente, considerando tutte le interruzioni senza preavviso lunghe, è passata da

228 minuti persi nel 1999 a 130 minuti persi nel 2002. Il miglioramento è stato guidato dalla riduzione dei valori dell'indicatore di riferimento (durata complessiva delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente BT), calcolato escludendo le interruzioni attribuite a cause di forza maggiore, a cause esterne o con origine sulle reti di alta tensione e sulla rete di trasmissione nazionale. L'indicatore di riferimento è passato da 175 minuti persi nel 1999 a 98 minuti persi nel 2002; il miglioramento della durata complessiva di interruzione per cliente ha indotto un parziale beneficio anche in termini di riduzione del numero di interruzioni per cliente, che è sceso da 4,2 interruzioni per cliente nel 1999 a 2,9 nel 2002.

FIG. 6.1 MIGLIORAMENTO DELLA CONTINUITÀ DEL SERVIZIO NEL PERIODO 1998-2002



Uno degli obiettivi della nuova regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica era quello di ridurre le differenze territoriali, in particolare tra le regioni del Nord e quelle del Centro Sud. Anche sotto questo profilo, il nuovo sistema di regolazione ha prodotto una sensibile riduzione dei divari esistenti (Tav. 6.6, Tav. 6.7, Tav. 6.8). Sul sito Internet dell'Autorità sono disponibili i dati disaggregati per regione e per impresa distributrice.

Dal punto di vista economico, il miglioramento comporterà un aggravio delle tariffe piuttosto limitato. In base a una simulazione effettuata dagli uffici dell'Autorità, si può prevedere che per l'intero periodo 2000-2003 l'impatto

tariffario degli incentivi, al netto delle penalità versate dagli esercenti che non riescono a raggiungere i livelli tendenziali di continuità, sia inferiore a 3 euro all'anno per cliente.

Infine, la valutazione degli effetti della regolazione della continuità del servizio nel periodo 2000-2003 deve tenere conto anche del numero di imprese distributrici progressivamente soggette alla regolazione stessa. Nell'anno 2000, la regolazione della continuità del servizio ha interessato 7 imprese distributtrici, per un totale di 24,1 milioni di clienti (ripartiti in 230 ambiti territoriali). Nel 2003, si prevede invece che riguarderà 24 imprese distributtrici (su 41 con più di 5 000 clienti), per un totale di 33,4 milioni di clienti, pari a oltre il 99 per cento del loro numero complessivo, inclusi quelli serviti da imprese distributtrici con meno di 5 000 clienti.

TAV. 6.6 **RIDUZIONE DEI DIVARI REGIONALI DI CONTINUITÀ DEL SERVIZIO ELETTRICO, 1999-2002**

	DURATA DI INTERRUZIONE (MINUTI PERSI PER CLIENTE)		NUMERO DI INTERRUZIONI PER CLIENTE	
	1999	2002	1999	2002
Nord	136	92	2,6	2,0
Centro	224	111	5,0	2,9
Sud ^(A)	356	195	6,0	4,2
Italia	228	130	4,2	2,9

(A) Per le regioni Campania, Calabria e Sicilia i dati del 1999 sono stati stimati dagli uffici dell'Autorità, in mancanza di dati validi forniti dagli esercenti.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti.

Attività svolta nell'ultimo anno

Nel corso del 2002 l'attività sulla continuità del servizio elettrico è stata focalizzata su due filoni:

- definizione di un Testo integrato della continuità del servizio, che comprende tutte le delibere a carattere generale già emanate dall'Autorità su questa materia, con alcune modifiche e integrazioni suggerite dall'esperienza attuativa;
- effettuazione di controlli sui dati di continuità del servizio forniti dagli esercenti relativi al 2001 e svolgimento del procedimento per la definizione degli incentivi e delle penalità relativi allo stesso anno.

Con la delibera 1 agosto 2002, n. 155, l'Autorità ha armonizzato nel Testo integrato della continuità del servizio tutta la disciplina della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica. Il Testo integrato abroga i pre-

TAV. 6.7 INDICATORI DI CONTINUITÀ DEL SERVIZIO ELETTRICO NEL 2002, GRUPPO ENEL

	INTERRUZIONI SENZA PREAVVISO ANNO 2002		INTERRUZIONI CON PREAVVISO ANNO 2002	
	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI	DURATA CUMULATA TOTALE	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI	DURATA CUMULATA TOTALE
Piemonte	3,11	175,63	0,42	53,10
Valle d'Aosta	1,50	62,05	1,06	141,96
Liguria	2,79	97,30	0,22	22,36
Lombardia	1,71	82,85	0,36	42,01
Trentino Alto Adige	3,21	171,20	0,63	79,21
Veneto	2,19	92,29	0,88	132,00
Friuli Venezia Giulia	1,85	87,86	0,65	99,10
Emilia Romagna	1,58	61,95	0,59	90,56
Toscana	2,79	100,83	0,79	112,05
Marche	2,28	82,37	0,98	144,16
Umbria	2,37	76,00	1,45	177,32
Lazio	3,79	133,41	1,26	243,52
Abruzzo	2,84	105,19	1,27	262,34
Molise	2,88	92,20	1,44	301,83
Campania	4,12	159,77	0,30	66,68
Puglia	3,93	202,03	0,73	163,48
Basilicata	3,82	178,29	1,40	336,77
Calabria	5,70	212,38	1,60	413,62
Sicilia	4,42	258,48	0,88	239,63
Sardegna	4,06	165,99	0,75	160,91
NORD	2,14	99,64	0,52	70,71
CENTRO	2,99	105,97	1,03	164,47
SUD	4,20	194,86	0,83	201,34
ITALIA	3,08	137,17	0,73	136,94

TAV. 6.8 INDICATORI DI CONTINUITÀ DEL SERVIZIO ELETTRICO NEL 2002, AZIENDE ELETTRICHE LOCALI CON PIÙ DI 100 000 CLIENTI FINALI

AZIENDE ELETTRICHE LOCALI	INTERRUZIONI SENZA PREAVVISO ANNO 2002		INTERRUZIONI CON PREAVVISO ANNO 2002	
	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI	DURATA CUMULATA TOTALE	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI	DURATA CUMULATA TOTALE
Acea Roma	2,72	128,03	0,16	17,53
Aem Milano	1,32	62,94	0,69	40,12
Aem Torino	1,43	42,40	0,14	8,31
Agsm Verona	0,73	27,26	0,19	25,35
Acegas Trieste	0,80	29,82	0,24	23,15
Aec Bolzano	1,17	43,25	0,44	40,32
Asm Brescia	1,32	31,18	0,34	18,09
Amps Parma	0,79	43,74	0,27	31,43
Meta Modena	0,93	23,47	0,27	19,03

cedenti provvedimenti a carattere generale, ma non altera in maniera sostanziale la coerenza della disciplina applicata. Sono state introdotte alcune modifiche su aspetti tecnici, quali, per esempio:

- la possibilità di apportare rettifiche dei dati comunicati fino al 30 settembre, per tenere conto delle difficoltà degli esercenti nell'acquisizione della documentazione necessaria a comprovare le cause di forza maggiore;
- la modifica dei termini del procedimento per la definizione dei recuperi di continuità del servizio e l'approvazione e la verifica delle istanze, così da tenere conto dell'iter procedurale stabilito dal decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244;
- il chiarimento dei criteri di attribuzione delle origini e delle cause delle interruzioni; a questo stesso scopo, a seguito di richieste delle imprese distributrici, l'Area consumatori e qualità del servizio, d'intesa con l'Ufficio controlli e ispezioni dell'Autorità, ha reso disponibili istruzioni tecniche per la corretta registrazione delle cause e delle origini delle interruzioni.

Per quanto concerne i controlli tecnici, ne sono stati effettuati 12 a campione (che portano a 49 il numero complessivo di quelli realizzati nel periodo 2000-2002). Con la delibera 23 gennaio 2003, n. 7, l'Autorità ha determinato per ciascun ambito territoriale i recuperi di continuità del servizio conseguiti dagli esercenti durante l'anno precedente, sulla base dei dati di continuità del servizio comunicati, nonché degli esiti dei controlli effettuati.

Nel corso dello stesso procedimento sono state esaminate le interruzioni accadute in occasione di un'ondata di maltempo che ha interessato, nei giorni 13 e 14 dicembre 2001, alcune regioni del Nord Italia e, nei giorni successivi, alcune località del Sud Italia. Dopo aver provveduto a richiedere agli esercenti operanti sul territorio investito dal maltempo informazioni relative alle eventuali interruzioni del servizio verificatesi in quella circostanza, l'Autorità ha contestato a Enel Distribuzione S.p.A. e ad Amps S.p.A. (Parma) l'attribuzione integrale di tali interruzioni a cause di forza maggiore, ritenendo invece, sulla base della documentazione fornita dagli stessi esercenti, di suddividere la durata delle interruzioni, attribuendo ad altre cause solo la quota pari alla media storica dei tempi di intervento sui medesimi impianti, e a cause di forza maggiore la restante parte del tempo di intervento. È stato quindi necessario determinare, per quegli esercenti che avevano attribuito erroneamente le interruzioni a cause di forza maggiore, il valore presunto dell'indicatore di riferimento per gli ambiti territoriali interessati dal maltempo. Si è inoltre applicata la disposizione a carattere generale prevista dall'art. 25, comma 2, del Testo integrato della continuità del servizio che stabilisce, nel caso in cui l'Autorità definisca il valore presunto annuale dell'indicatore di riferimento, il non riconoscimento dei costi ipotizzati per gli ambiti territoriali interessati.

La nuova regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas

La sicurezza del servizio è la salvaguardia delle persone e delle cose dai danni derivanti da esplosioni, da scoppi e da incendi provocati dal gas distribuito; essa dipende dall'odorizzazione artificiale del gas, finalizzata a consentire di avvertirne la presenza nell'aria, dalla riduzione delle fughe di gas attraverso l'ispezione delle rete di distribuzione e la protezione catodica delle reti in acciaio, da un servizio di pronto intervento in caso di chiamata.

La continuità del servizio di distribuzione del gas è la mancanza di interruzioni nell'erogazione della fornitura ai clienti. Il gas dovrebbe essere fornito con continuità, in quanto le interruzioni del servizio possono esporre i clienti a rischi all'atto della riattivazione dell'erogazione, nonché provocare loro danni e disagi. Tuttavia, per motivi tecnici, non è possibile raggiungere la mancanza assoluta di interruzioni.

Alla fine del 2000 l'Autorità ha emanato la delibera 28 dicembre 2000, n. 236, con la quale ha definito la regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas ponendosi come scopo quello di:

- salvaguardare la sicurezza fisica delle persone e delle cose e tutelare l'ambiente attraverso la riduzione del gas metano immesso in atmosfera;
- tutelare i clienti riducendo il numero e la durata delle interruzioni;
- ridurre i divari esistenti tra i diversi distributori operanti nel paese, senza far peggiorare le situazioni in cui già oggi si registrano i migliori livelli effettivi di sicurezza e di continuità.

Il provvedimento ha introdotto un sistema di obblighi e di controlli per la regolazione della sicurezza e della continuità del servizio, fissando per il periodo 2002-2003 i livelli nazionali base e di riferimento per ciascuno degli indicatori al riguardo.

Per regolare con sufficiente precisione la sicurezza e la continuità del servizio, l'Autorità ha scelto il singolo impianto di distribuzione come ambito territoriale per il quale calcolare i livelli effettivi di sicurezza e di continuità.

La pubblicazione comparativa dei livelli effettivi e dei punteggi di indicatore per ogni impianto di distribuzione e per ogni distributore stimola questi ultimi al miglioramento dei propri livelli effettivi di sicurezza e di continuità.

La regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas introduce l'obbligo per ogni distributore di definire procedure operative per la gestione di emergenze (fuori servizio di cabine di alimentazione della rete, di interi tratti di rete di media o di bassa pressione ecc.) e di incidenti derivanti dall'uso del gas distribuito; oltre che di comunicare tempestivamente al Comitato italiano gas (CIG) ogni emergenza o incidente che lo abbia coinvolto. Il dispiegamento della regolazione della sicurezza e della continuità è stato graduale e precisamente:

- per tutte le imprese di distribuzione, a partire dal 2001, sono decorsi gli obblighi di effettuazione del pronto intervento anche per chiamata relativa a segnalazione di fuga di gas sull'impianto del cliente;
- per ogni impresa distributrice con più di 5 000 utenti (e per ogni impianto da essa gestito con più di 1 000 utenti allacciati) dall'1 gennaio 2002 è decorso l'obbligo di predisporre e mantenere costantemente aggiornato un registro nel quale riportare i dati riguardanti la sicurezza e la continuità;
- per ogni impresa distributrice con più di 5 000 utenti (e per ogni impianto da essa gestito con più di 1 000 utenti allacciati):
 - dall'1 luglio 2001 è decorso l'obbligo di dotarsi di planimetria aggiornata;
 - dall'1 gennaio 2002 è decorso l'obbligo del rispetto della regolazione della sicurezza e della continuità.

Entro il 31 dicembre 2003, l'Autorità effettuerà una verifica sulla base dei dati comunicati dai distributori in attuazione della regolazione. In base a essa, l'Autorità potrà estendere l'applicazione della regolazione anche ai distributori che in sede di prima attuazione sono stati esonerati, individuare ulteriori indicatori di sicurezza e di continuità del servizio, modificare gli obblighi di servizio o introdurne di nuovi.

**Effetti della nuova
regolazione della sicurezza
e della continuità
del servizio di
distribuzione del gas**

I dati sulla qualità tecnica del servizio gas a mezzo di reti urbane a clienti per usi civili sono pubblicati dall'Autorità a cadenza annuale a partire dai dati comunicati dagli esercenti il servizio gas.

Il 2001 è stato il primo anno di applicazione delle nuove regole fissate dall'Autorità, con la delibera n. 47/00, per il servizio di pronto intervento. A differenza della precedente disciplina della Carta dei servizi, vengono definite dall'Autorità le situazioni di pronto intervento e uno standard generale di tempestività secondo il quale l'esercente deve recarsi sul luogo di chiamata. La delibera n. 236/00 ha introdotto, a partire dal 2002, l'ulteriore obbligo di intervento anche in caso di segnalazione di dispersioni a valle del punto di consegna.

La tavola 6.9 fornisce il riepilogo generale delle prestazioni di pronto intervento per l'anno 2002 relative ai grandi esercenti.

Il 2002 è stato il primo anno di applicazione delle nuove regole fissate dall'Autorità con la delibera n. 236/00, per le attività di ispezione della rete interrata di distribuzione (così da individuare le dispersioni di gas), di protezione catodica delle reti in acciaio e di odorizzazione del gas. Le tavole 6.10 e 6.11 forniscono il riepilogo generale delle attività di ispezione della rete e di localizzazione delle dispersioni per l'anno 2002 relative ai grandi esercenti.

La tavola 6.12 fornisce il riepilogo generale delle attività di protezione catodica relative ai grandi esercenti per l'anno 2002.

**Attività svolta nell'ultimo
anno**

A partire dal 2003 gli esercenti con più di 5 000 clienti finali allacciati hanno l'obbligo di comunicare all'Autorità, entro il 31 marzo di ogni anno, i dati di sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas. Gli esercenti con un numero di clienti finali allacciati minore o uguale a 5 000 hanno l'obbligo di invio dei soli dati relativi alle chiamate di pronto intervento. L'Autorità, per favorire la tempestività nella comunicazione dei dati e facilitare il suo compito di vigilanza, ha predisposto un sistema per l'invio telematico dei dati con l'accreditamento diretto di ogni esercente tramite Internet.

Inoltre, nel corso del 2002, è stata rivolta particolare attenzione allo sviluppo delle norme tecniche relative alle attività correlate alla sicurezza e alla conti-

TAV. 6.9 PRONTO INTERVENTO DEI GRANDI ESERCENTI, ANNO 2002

ESERCENTI	N. CLIENTI FINALI	IMPIANTO DI DISTRIBUZIONE		A VALLE DEL PUNTO DI CONSEGNA		N. TOTALE CASI
		CASI	N. CASI OGNI 1000 CLIENTI FINALI	CASI	N. CASI OGNI 1000 CLIENTI FINALI	
SOCIETÀ ITALIANA PER IL GAS	4 272 551	62 433	14,6	5 283	1,2	67 716
CAMUZZI GAZOMETRI	928 085	16 276	17,5	1 972	2,1	18 248
AEM DISTRIBUZIONE GAS E CALORE	834 005	21 495	25,8	507	0,6	22 002
HERA	656 691	9 908	15,1	156	0,2	10 064
NAPOLETANA GAS	608 322	11 880	19,5	39	0,1	11 919
ENEL DISTRIBUZIONE GAS	509 300	7 254	14,2	94	0,2	7 348
ITALCOGIM RETI	498 940	7 689	15,4	330	0,7	8 019
AZIENDA ENERGIA E SERVIZI	451 893	9 847	21,8	327	0,7	10 174
AZIENDA MEDITERRANEA GAS E ACQUA	320 138	5 713	17,8	8	0,0	5 721
FIORENTINA GAS	309 775	6 933	22,4	495	1,6	7 428
GEAD	263 273	5 366	20,4	204	0,8	5 570
SICILIANA GAS	193 373	4 014	20,8	414	2,1	4 428
AGAC	192 451	2 675	13,9	134	0,7	2 809
ASM BRESCIA	156 993	1 495	9,5	1 562	9,9	3 057
AGES	155 013	2 007	12,9	198	1,3	2 205
CONSIAG RETI	153 860	1 520	9,9	326	2,1	1 846
ASCOPIAVE	152 652	777	5,1	306	2,0	1 083
AMPS	139 181	2 442	17,5	79	0,6	2 521
SGR RETI	134 786	1 353	10,0	327	2,4	1 680
AZIENDA PADOVA SERVIZI	127 239	865	6,8	160	1,3	1 025
AGSM RETE GAS	126 191	3 004	23,8	669	5,3	3 673
META RETE GAS	120 975	1 166	9,6	194	1,6	1 360
AMG ENERGIA	119 510	5 790	48,4	876	7,3	6 666
COGAS	114 108	30	0,3	1 272	11,1	1 302
ACEGAS	113 444	654	5,8	1 040	9,2	1 694
AZIENDA MUNICIPALE DEL GAS	102 972	1 701	16,5	0	0,0	1 701
TRENTINO SERVIZI	102 512	299	2,9	109	1,1	408
TOTALE	11 858 233	194 586	16,4	17 081	1,4	211 667

TAV. 6.10 RETE ISPEZIONATA DAI GRANDI ESERCENTI, ANNO 2002

ESERCENTI	N. CLIENTI FINALI	RETE IN BASSA PRESSIONE			RETE IN ALTA O MEDIA PRESSIONE		
		ESTENSIONE RETE IN KM	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA IN KM	% RETE ISPEZIONATA	ESTENSIONE IN KM	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA IN KM	% RETE ISPEZIONATA
SOCIETÀ ITALIANA PER IL GAS	4 272 551	21 561	8 718	40,4	14 629	6 287	43,0
CAMUZZI GAZOMETRI	928 085	7 999	2 595	32,4	3 412	1 339	39,3
AEM DISTRIBUZIONE GAS E CALORE	834 005	2 405	2 405	100,0	478	478	100,0
HERA	656 691	2 912	1 091	37,4	4 914	1 523	31,0
NAPOLETANA GAS	608 322	3 244	1 172	36,1	715	310	43,3
ENEL DISTRIBUZIONE GAS	509 300	4 956	3 638	73,4	2 813	2 146	76,3
ITALCOGIM RETI	498 940	3 273	1 982	60,5	2 261	2 264	100,1
AZIENDA ENERGIA E SERVIZI	451 893	1 119	298	26,7	171	85	49,5
AZIENDA MEDITERRANEA GAS E ACQUA	320 138	1 201	277	23,1	370	122	33,0
FIorentina GAS	309 775	1 166	446	38,2	1 283	567	44,2
GEAD	263 273	2 236	1 761	78,7	3 677	2 550	69,4
SICILIANA GAS	193 373	1 271	313	24,6	726	359	49,4
AGAC	192 451	1 887	887	47,0	1 221	462	37,8
ASM BRESCIA	156 993	1 253	496	39,6	392	316	80,6
AGES	155 013	1 429	968	67,7	660	458	69,4
CONSIAG RETI	153 860	816	188	23,1	367	189	51,4
ASCOPIAVE	152 652	2 230	638	28,6	1 181	431	36,5
AMPS	139 181	574	78	13,6	1 094	134	12,2
SGR RETI	134 786	1 157	357	30,9	1 235	372	30,1
AZIENDA PADOVA SERVIZI	127 239	994	554	55,8	247	175	71,0
AGSM RETE GAS	126 191	810	619	76,4	285	256	89,7
META RETE GAS	120 975	673	195	28,9	532	184	34,6
AMG ENERGIA	119 510	490	437	89,2	190	130	68,2
COGAS	114 108	1 083	328	30,3	853	342	40,1
ACEGAS	113 444	611	490	80,3	117	117	100,0
AZIENDA MUNICIPALE DEL GAS	102 972	310	9	2,9	64	64	100,0
TRENTINO SERVIZI	102 512	985	377	38,2	385	173	44,9
TOTALE	11 858 233	68 648	31 316	45,6	44 272	21 833	49,3