

QUALITA' DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE
RAPPORTO ANNUALE
PER L'ANNO 2007

(art. 32.4 della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 250/04)

30 maggio 2008

INDICE

1. PREMESSA.....	3
2. PIANIFICAZIONE DELLA RETE	3
2.1 Introduzione.....	3
2.2 Nuove stazioni di trasformazione.....	4
2.3 Piano di rifasamento della rete per il miglioramento dei profili di tensione	4
2.4 Livelli previsionali a 5 anni delle potenze di corto circuito massime e minime ai diversi livelli di tensione.....	4
3. QUALITA' DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE	7
3.1 Classificazione e registrazione delle interruzioni	7
3.2 Indici di qualità del servizio della rete di trasmissione di Sistema.....	7
3.3 Indici di continuità del servizio della rete di trasmissione per singolo Utente.....	11
3.4 Energia non fornita: suddivisione per Cause	15
3.5 Elenco siti con numero o durata delle disalimentazioni superiori al livello atteso	16
3.6 Interruzioni transitorie sui siti degli Utenti direttamente connessi alla RTN	19
4. QUALITÀ DELLA TENSIONE.....	21
5. CARATTERISTICHE DELLA QUALITÀ DELLA TENSIONE	21
6. CAMPAGNA DI MISURA.....	21
6.1 Generalità.....	21
6.2 Strumenti di misura.....	22
6.3 Siti interessati alla campagna di misura	22
7. LIVELLI REGISTRATI DELLA QUALITÀ DELLA TENSIONE	24
7.1 Buchi di tensione	24
7.2 Armoniche	27
7.3 Asimmetria	28
7.4 Flicker.....	30
7.5 Variazioni della Tensione	31
7.6 Variazioni della frequenza	32
8. VERIFICA DELLA POTENZA DI CORTO CIRCUITO	33
9. SERVIZI DI INTERRUPIBILITÀ.....	35
9.1 Ricorso al servizio di interrompibilità nel corso dell'anno 2007	36
10. CONTRATTI PER LA QUALITÀ PER GLI UTENTI DELLA RTN	39
11. INCIDENTI RILEVANTI.....	39
12. ELENCO DEI DOCUMENTI PUBBLICATI DA TERNA.....	45

1. PREMESSA

L'art. 32.4 della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 250/04 (nel seguito: delibera n. 250/04) prevede che Terna pubblichi un **rapporto annuale** sulla qualità del servizio. Tale rapporto, in base a quanto previsto nella delibera n. 250/04 reca :

- lo stato delle attività volte al miglioramento degli indici di continuità e di qualità della tensione (art. 32.4 della delibera n. 250/04)
- il confronto dei livelli effettivi degli indici di qualità del servizio di trasmissione per l'intero sistema e per singola area con i corrispondenti livelli attesi;
- il numero degli utenti per i quali non sono rispettati i livelli attesi di qualità per singolo utente (art. 33.8 della delibera n. 250/04),
- i livelli previsionali di potenza di corto circuito massima e minima a cinque anni ai diversi livelli di tensione (art. 34.4 della delibera n. 250/04),
- gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione nazionale, gli effetti di tali incidenti, le misure adottate per la loro gestione e quelle previste per evitare il ripetersi degli stessi (art. 35 della delibera n. 250/04),
- il ricorso effettuato ai servizi di interrompibilità nel corso dell'anno.

Terna comunica, inoltre, annualmente all'Autorità:

- l'elenco completo delle disalimentazioni registrate
- i risultati delle campagne di misura delle caratteristiche della tensione
- i livelli minimo e massimo della potenza di corto circuito trifase per ogni sito di connessione
- i livelli di minimo e massimo del valore efficace della tensione per ogni sito di connessione
- le caratteristiche dei contratti di qualità.

2. PIANIFICAZIONE DELLA RETE

2.1 Introduzione

La pianificazione dello sviluppo della RTN è orientata al raggiungimento degli obiettivi legati alle esigenze di adeguatezza del sistema elettrico per la copertura del fabbisogno nazionale attraverso un'efficiente utilizzazione della capacità di generazione disponibile, al rispetto delle condizioni di sicurezza di esercizio, all'incremento della affidabilità ed economicità della rete di trasmissione, al miglioramento della qualità e continuità del servizio.

In particolare, in merito all'esigenza di assicurare, già nell'orizzonte di breve-medio periodo, adeguati e sempre migliori livelli di qualità e continuità del servizio di trasmissione nelle aree di rete maggiormente critiche, nel Piano di Sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale 2008 è stata prevista la realizzazione di alcune nuove stazioni di trasformazione ed è stato individuato un piano di rifasamento della rete per il miglioramento dei profili di tensione. (cfr. Piano di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale 2008 – par. 3.6).

2.2 Nuove stazioni di trasformazione

La realizzazione di nuove stazioni di trasformazione consente di prelevare potenza dalla rete AAT e di immetterla sulla rete AT di sub-trasmissione e di distribuzione in punti baricentrici rispetto alle aree di carico in costante crescita, riducendo così le perdite di energia in rete, migliorando i profili di tensione nei punti di prelievo ed evitando il potenziamento di estese porzioni di rete AT, con notevoli benefici ambientali.

L'opportunità di realizzare nuove stazioni di trasformazione risulta strettamente correlata ai seguenti elementi:

- elevata crescita della domanda a livello locale in potenza ed energia;
- saturazione delle esistenti trasformazioni AAT/AT e delle reti AT funzionali all'alimentazione dei carichi, con rischi di violazione dei criteri di sicurezza statica (a rete integra e in N-1).

2.3 Piano di rifasamento della rete per il miglioramento dei profili di tensione

La corretta gestione del sistema elettrico nel suo complesso impone che, rispetto al fabbisogno previsto, oltre un'adeguata riserva di potenza attiva di generazione, sia programmato anche un sufficiente margine di potenza reattiva disponibile, sia in immissione che in assorbimento.

Infatti in determinate situazioni, la copertura dei margini di reattivo potrebbe non essere sufficientemente garantita dai soli generatori in servizio (attuali o futuri).

Inoltre, per sfruttare al meglio la capacità di trasmissione della rete esistente e per ottenere minori perdite di trasporto, è opportuno che la potenza reattiva sia prodotta il più possibile vicino ai centri di consumo.

Ne segue che, anche a livello di pianificazione, si rende necessario verificare se, nelle due situazioni estreme in cui si può venire a trovare il sistema - e cioè di massima e di minima richiesta nazionale - sussistano sufficienti margini di generazione/assorbimento di potenza reattiva. Tale verifica viene condotta con riferimento allo scenario di breve periodo, in quanto:

- in tale contesto risulta possibile individuare con sufficiente confidenza la struttura del sistema di produzione e trasmissione di riferimento;
- per l'installazione degli eventuali condensatori/reattori che si rendessero necessari, sono richiesti tempi medi contenuti.

2.4 Livelli previsionali a 5 anni delle potenze di corto circuito massime e minime ai diversi livelli di tensione

In base a quanto previsto nella delibera 250/04 dell'AEEG, il livello delle potenze di corto circuito è considerato come un indice della qualità del servizio di trasmissione; pertanto è stata condotta un'analisi per valutare la variazione del livello delle potenze di corto circuito nei prossimi anni, in conseguenza della realizzazione degli interenti di sviluppo previsti nel PdS 2008.

Nella tabella 1 si riporta il livello dei valori previsionali (a cinque anni) delle potenze massime di corto circuito trifase per i diversi livelli di tensione, ed il corrispondente incremento rispetto ai valori relativi all'anno 2006. Tali valori sono stati calcolati considerando in servizio le

centrali attualmente esistenti e quelle future che risultano aver ottenuto le necessarie autorizzazioni.

Tuttavia, tenuto conto dei margini di incertezza sullo sviluppo del parco di generazione e sulla conseguente necessità di una possibile ulteriore magliatura della rete, i valori indicati sono da considerarsi suscettibili di variazioni anche sensibili*.

	Pcc Massima (MVA)		Pcc Massima (MVA)	
	380 kV		220 kV	
	Rete previsionale	Incremento %	Rete previsionale	Incremento %
Valore Minimo	4.400	4%	1.150	1%
1st Quartile	15.800	9%	5.150	3%
Mediana	19.200	1%	7.800	10%
Valore medio	20.500	5%	8.700	16%
3rd Quartile	25.100	6%	12.100	19%
Valore Massimo	37.000	9%	20.700	35%

	Pcc Massima (MVA)		Pcc Massima (MVA)	
	150 kV		132 kV	
	Rete previsionale	Incremento %	Rete previsionale	Incremento %
Valore Minimo	400	2%	280	7%
1st Quartile	2.200	17%	1.900	1%
Mediana	2.800	15%	2.800	6%
Valore medio	3.200	18%	2.900	9%
3rd Quartile	3.900	16%	3.750	13%
Valore Massimo	10.300	52%	9.200	27%

Tabella 1 – Caratterizzazione statistica delle Pcc massime ai diversi livelli di tensione

* Si segnala che non sono da escludere localmente variazioni negative dei livelli delle potenze di corto circuito massime, a seguito di particolari assetti di esercizio futuri o di razionalizzazioni di estere porzioni di rete trasmissione o distribuzione dell'energia elettrica

Analogamente, nella tabella 2, si riporta il livello dei valori previsionali delle potenze minime di corto circuito convenzionali ed il corrispondente incremento rispetto ai valori relativi all'anno 2006.

Come noto, il calcolo delle potenze di corto circuito minime è stato effettuato considerando in servizio solo parte del parco di generazione disponibile (situazione di minima generazione in ore vuote) ed assumendo la sorgente di tensione equivalente nel punto di corto circuito pari al 100% della tensione nominale. Ovviamente, trattandosi di una situazione previsionale, il parco di generazione considerato non è strettamente confrontabile con quello utilizzato per l'anno 2006, in quanto sono stati considerati in esercizio gli impianti autorizzati, caratterizzati da un'efficienza maggiore.

	Pcc Minima convenzionale (MVA)		Pcc Minima convenzionale (MVA)	
	380 kV		220 kV	
	Rete previsionale	Incremento %	Rete previsionale	Incremento %
Valore Minimo	1.500	15%	400	5%
1st Quartile	6.100	4%	1.900	13%
Mediana	9.800	22%	3.550	18%
Valore medio	10.200	16%	4.600	31%
3rd Quartile	13.950	17%	6.850	41%
Valore Massimo	25.600	53%	15.600	50%

	Pcc Minima convenzionale (MVA)		Pcc Minima convenzionale (MVA)	
	150 kV		132 kV	
	Rete previsionale	Incremento %	Rete previsionale	Incremento %
Valore Minimo	100	1%	140	1%
1st Quartile	700	16%	750	5%
Mediana	1.100	21%	1.150	10%
Valore medio	1.350	28%	1.300	13%
3rd Quartile	1.750	33%	1.800	17%
Valore Massimo	7.350	98%	6.200	51%

Tabella 2 – Caratterizzazione statistica delle Pcc minime convenzionali ai diversi livelli di tensione

Il calcolo nei singoli nodi della rete è stato eseguito ipotizzando indisponibile il componente di rete (linea, generatore, trasformatore di interconnessione) che ha maggiore influenza sui valori totali delle correnti di corto circuito nel punto in esame. Per le sezioni a 150 e 132 kV delle stazioni di interconnessione 380/150-132 kV e 220/150-132 kV, la corrente minima

convenzionale di corto circuito è stata calcolata considerando il nodo in esame alimentato da uno solo dei trasformatori di stazione in servizio nelle condizioni ordinarie di esercizio ed annullando ogni altro contributo proveniente dalle linee 150-132 kV ad esso afferenti. Qualora l'impianto in esame sia esercito in antenna (per struttura della rete oppure per motivi legati agli assetti di esercizio ad isole), il calcolo della corrente e della potenza di corto circuito minima nel nodo è stato eseguito con riferimento al primo nodo di alimentazione a monte che disponga di almeno due collegamenti attivi con la restante rete di potenza.

3. QUALITA' DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE

3.1 Classificazione e registrazione delle interruzioni

La qualità del servizio può essere definita in relazione alla continuità del servizio (oggetto del presente capitolo) ed alla qualità della tensione.

Ai sensi dell'art. 33 comma 1 della Delibera 250/04 e del Capitolo 11 del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (in seguito Codice di rete), Terna ha definito i livelli attesi di qualità del servizio relativi all'anno 2007 per l'intero sistema, per singole aree e per singolo utente direttamente connesso alla Rete di Trasmissione Nazionale sulla base dei risultati disponibili negli ultimi anni. Tali livelli sono stati approvati dall'Autorità per l'energia elettrica e per il gas con la delibera 37/07.

La continuità del servizio va intesa come mancanza di interruzioni nella fornitura di energia elettrica e viene misurata attraverso indici che si basano su presenza, ampiezza e frequenza della tensione nei siti degli Utenti direttamente connessi alla RTN, in larga parte adottati su base internazionale.

Nel documento "Criteri di statistica delle disalimentazioni: classificazione e registrazione delle disalimentazioni degli Utenti direttamente connessi alla RTN" allegato al Codice di rete, sono definite le modalità di registrazione delle disalimentazioni e di calcolo degli indici di qualità del servizio.

Sulla base dei risultati di esercizio consuntivati e registrati da Terna, si riporta di seguito il confronto degli indici con i rispettivi livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione per sistema ed aree ovvero per singolo Utente della rete di trasmissione nazionale:

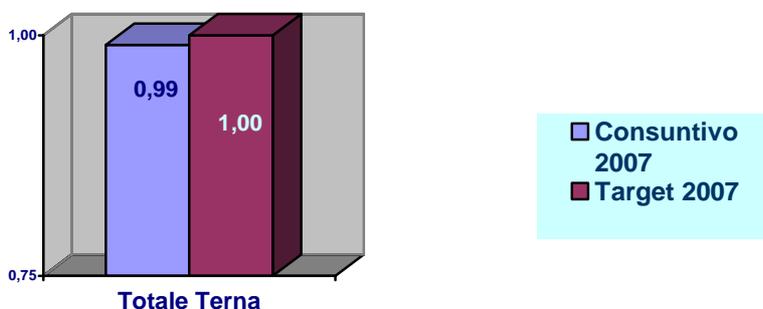
3.2 Indici di qualità del servizio della rete di trasmissione di Sistema

- **Tempo medio di disalimentazione di sistema AIT (*Average Interruption Duration*), si misura in minuti/periodo**

Viene calcolato per l'intera area nazionale e per le otto aree territoriali in cui è ripartita Terna*, con riferimento alle disalimentazioni subite da tutti gli Utenti direttamente e indirettamente connessi alla RTN, coinvolti nei disservizi dovuti alle cause di 1° livello AEEG "4AC - Altre Cause", con origine della disalimentazione rete RTN e con esclusione degli incidenti rilevanti. I dati vengono forniti con arrotondamento alla seconda cifra decimale.

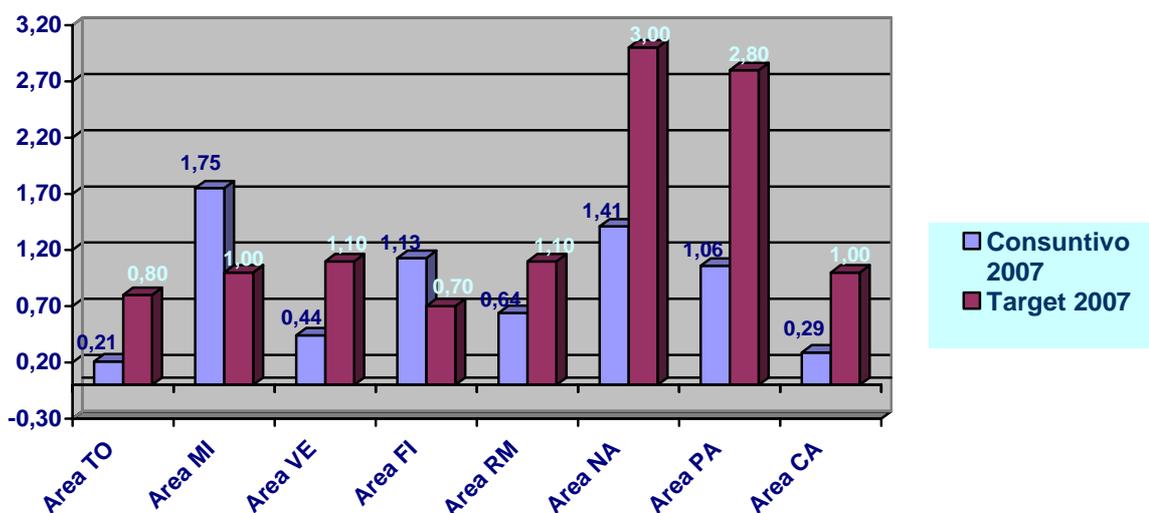
* Le n°8 Aree territoriali sono Torino, Milano, Padova, Firenze, Roma, Napoli, Cagliari, Palermo

Performance ambito nazionale Terna:



I risultati di esercizio anno 2007 mostrano una performance in linea con il livello atteso stabilito, ma superiore ai risultati dell'anno 2006.

Performance singola Area Territoriale:

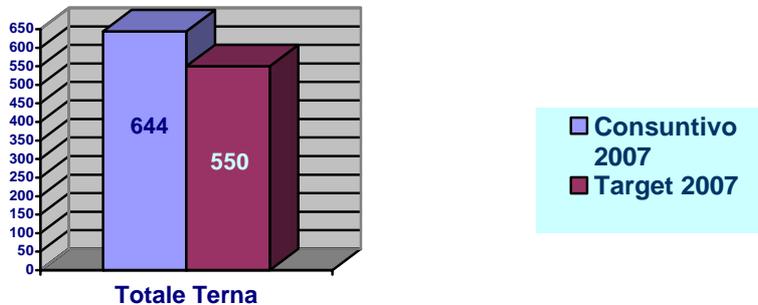


I risultati di esercizio anno 2007 mostrano una performance migliore rispetto al livello atteso stabilito per sei Aree Territoriali e peggiore per le aree di Milano e Firenze.

- **Energia non fornita per le singole disalimentazioni *ENS (Energy Not Supplied)*, misurata in MWh**

Tale indice viene calcolato per l'intera area nazionale e per le otto aree territoriali, con riferimento alle disalimentazioni subite da tutti gli Utenti direttamente e indirettamente connessi alla RTN, coinvolti nei disservizi dovuti alle cause di 1° livello AEEG "4AC - Altre Cause", con origine della disalimentazione rete RTN e con esclusione degli incidenti rilevanti. I dati vengono forniti con arrotondamento all'unità.

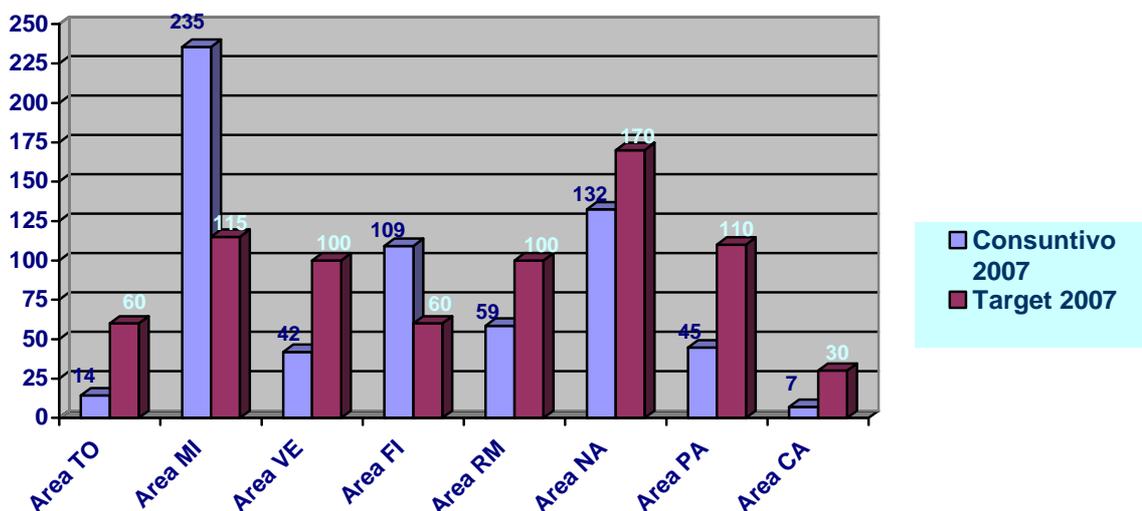
Performance ambito nazionale Terna:



I risultati di esercizio anno 2007 mostrano una performance globale peggiore rispetto al livello atteso stabilito. I superamenti sono da imputare in particolare a due disservizi particolarmente significativi:

- Area Milano - Disalimentazione del Cliente AIR Liquide 220 kV connesso in derivazione rigida dalla linea 220 kV S/E Marcara - S/E Bussolengo S.S., causata dalla rottura della fune di guardia.
- Area Firenze - Disalimentazione estesa di Utenti 132 kV nelle provincie di Grosseto e Livorno a seguito della caduta della torre faro sulle sbarre 380 kV della stazione di Suvereto.

Performance singola Area Territoriale:



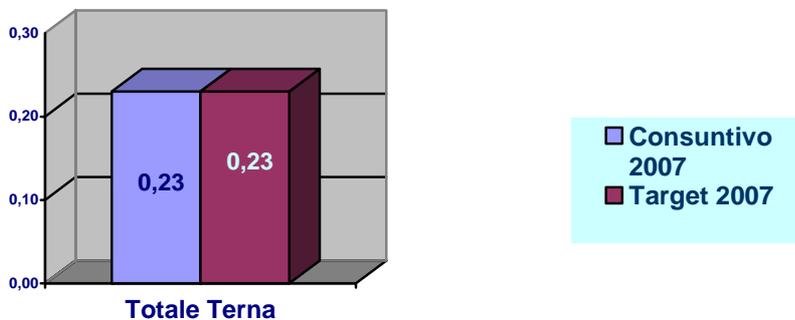
I risultati di esercizio anno 2007 mostrano una performance migliore rispetto al livello atteso stabilito per sei Aree Territoriali e peggiore per le aree di Milano e Firenze.

- **Numero medio di disalimentazioni per Utente (SAIFI+MAIFI per Utenti Consumatori), misurato in N°Utenti/periodo**

Tale indice viene calcolato per l'intera area nazionale e per le otto aree territoriali, con riferimento alle disalimentazioni subite da tutti gli Utenti consumatori direttamente connessi alla RTN, coinvolti nei disservizi dovuti alle cause con Codice Causa 1° livello AEEG "4AC - Altre Cause", con esclusione degli incidenti rilevanti con origine della disalimentazione rete RTN.

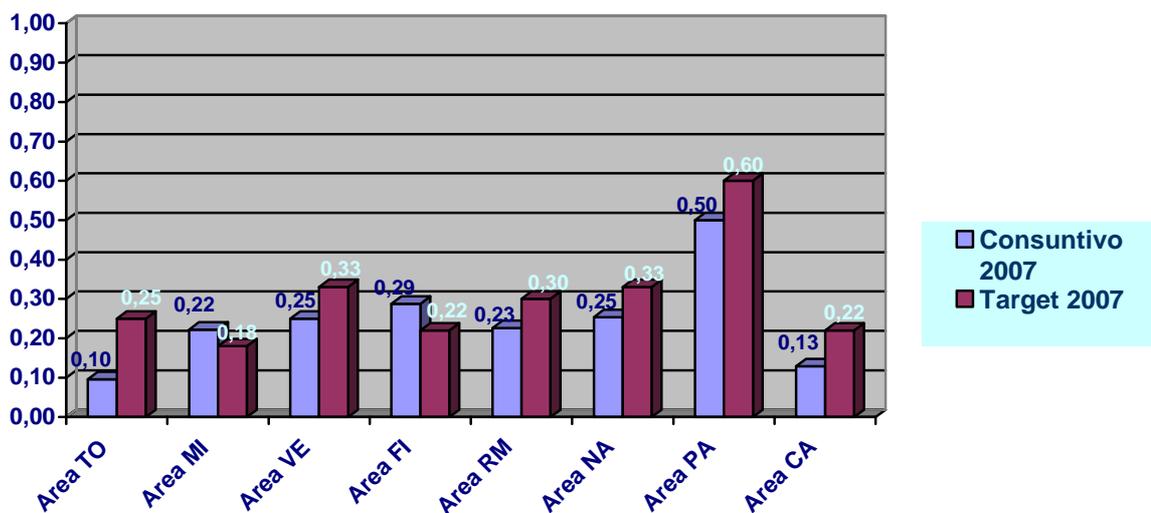
I dati vengono forniti con arrotondamento alla seconda cifra decimale.

Performance ambito nazionale Terna:



I risultati di esercizio anno 2007 mostrano una performance in linea con il livello atteso stabilito, ma superiore ai risultati dell'anno 2006.

Performance singola Area Territoriale:



I risultati di esercizio anno 2007 mostrano una performance migliore rispetto al livello atteso stabilito per sei Aree Territoriali e peggiore per le aree di Milano e Firenze.

3.3 Indici di continuità del servizio della rete di trasmissione per singolo Utente

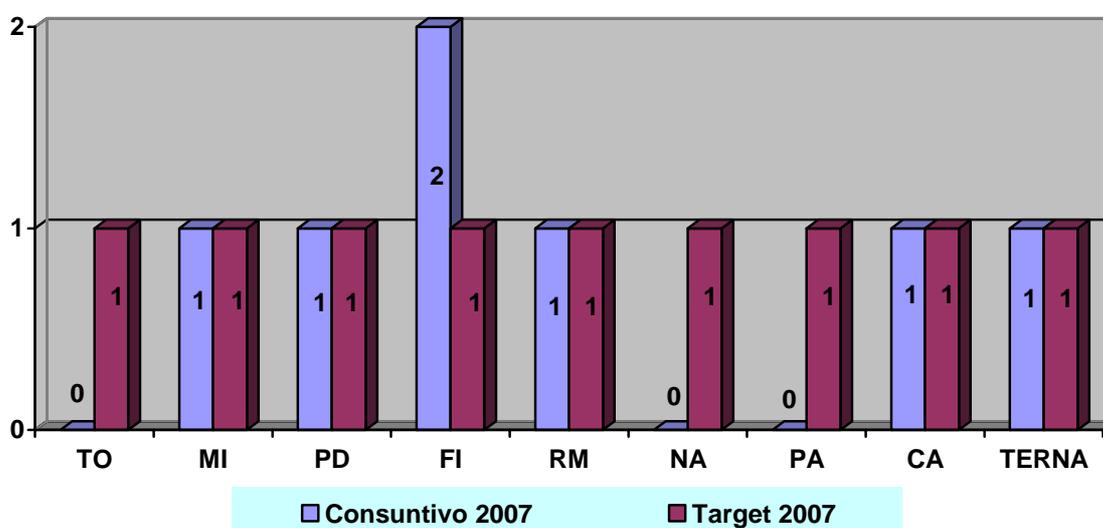
Il numero massimo di interruzioni lunghe e brevi e la durata massima delle interruzioni lunghe per singolo Utente sono stati calcolati per l'intera area nazionale e per le otto Aree territoriali, con riferimento alle disalimentazioni lunghe e brevi prodotte dalle Cause di 1° livello AEEG 4AC – “Altre Cause”, con origine della disalimentazione rete RTN e al netto degli incidenti rilevanti.

Sono stati suddivisi per Utenti inseriti su rete magliata, su rete radiale e in derivazione rigida, direttamente connessi alla RTN.

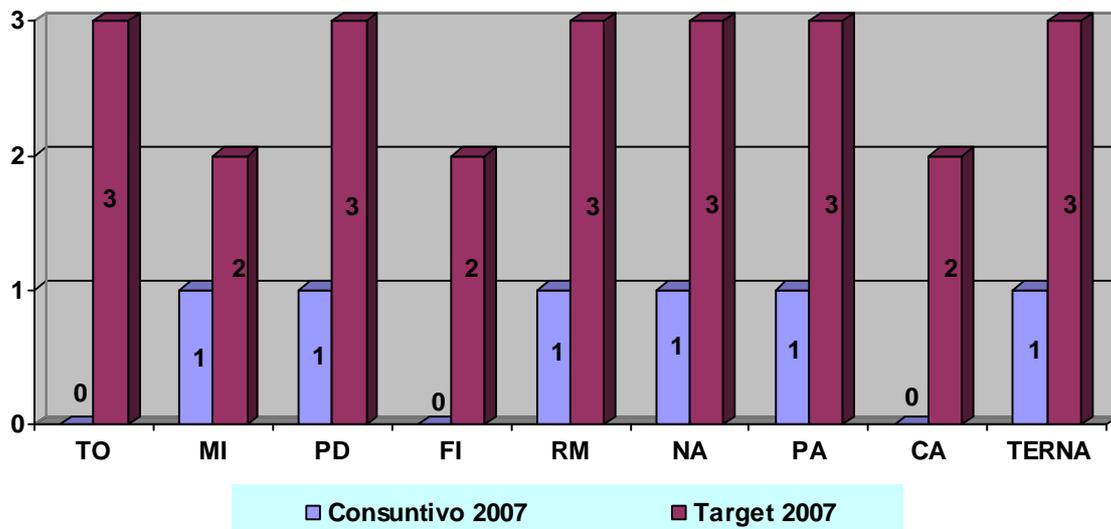
I valori sono trattati con arrotondamento all'unità.

Si riportano di seguito in forma sintetica i risultati consuntivati per l'anno 2007 per l'ambito nazionale Terna e per singola Area territoriale, confrontati con i rispettivi livelli attesi:

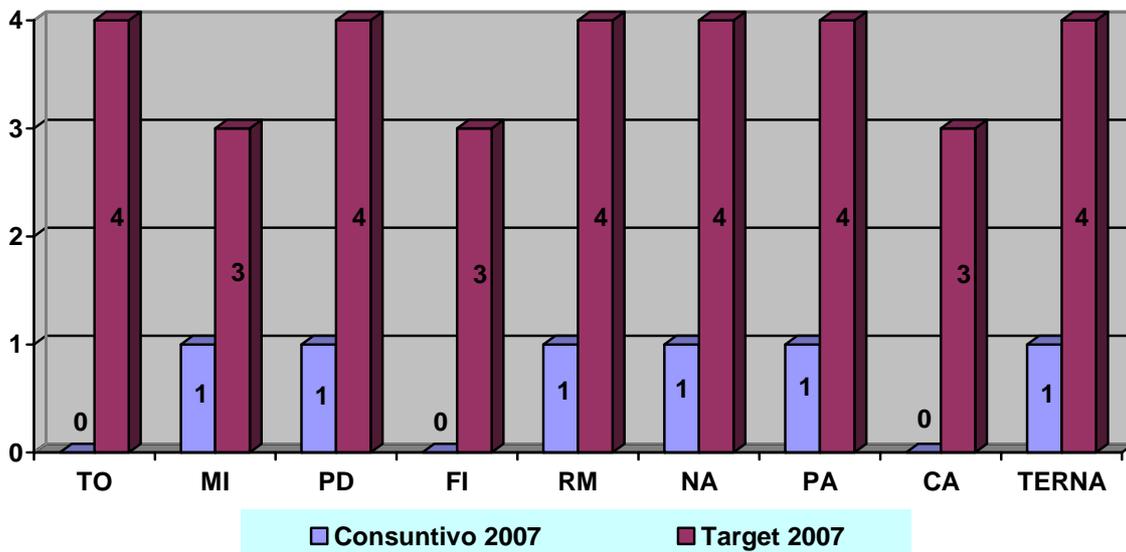
Numero massimo annuo delle disalimentazioni lunghe degli Utenti connessi direttamente alla RTN (n°/periodo):



Numero massimo annuo delle disalimentazioni brevi degli Utenti direttamente connessi alla RTN ed inseriti su rete magliata (n°/periodo):



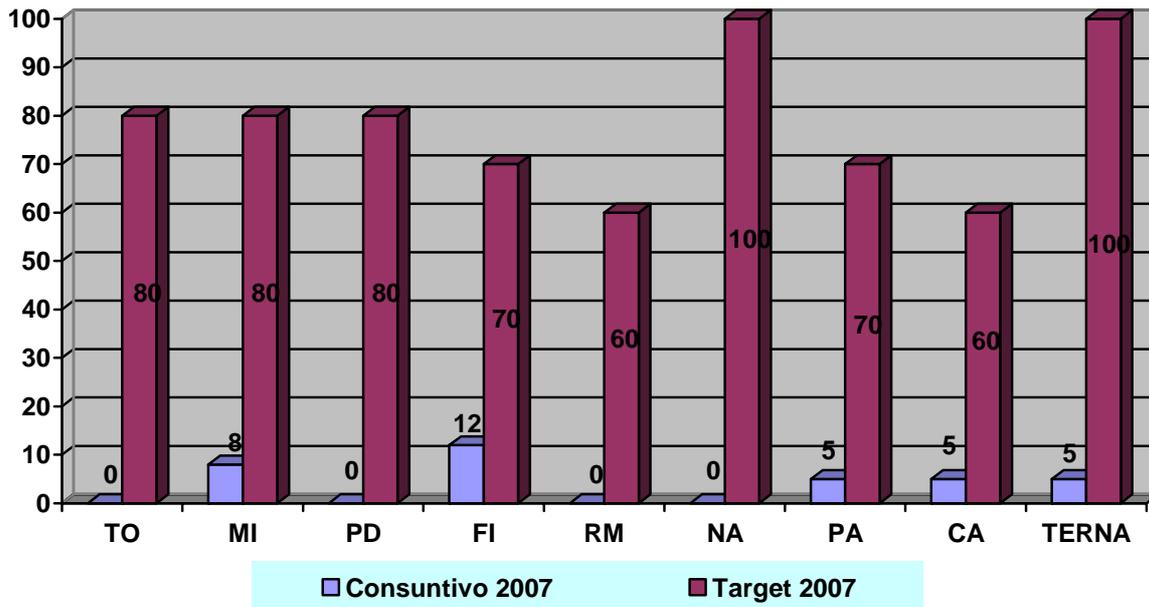
Numero massimo annuo delle disalimentazioni brevi degli Utenti direttamente connessi alla RTN ed inseriti su rete radiale e/o derivazione rigida a "T" (n°/periodo):



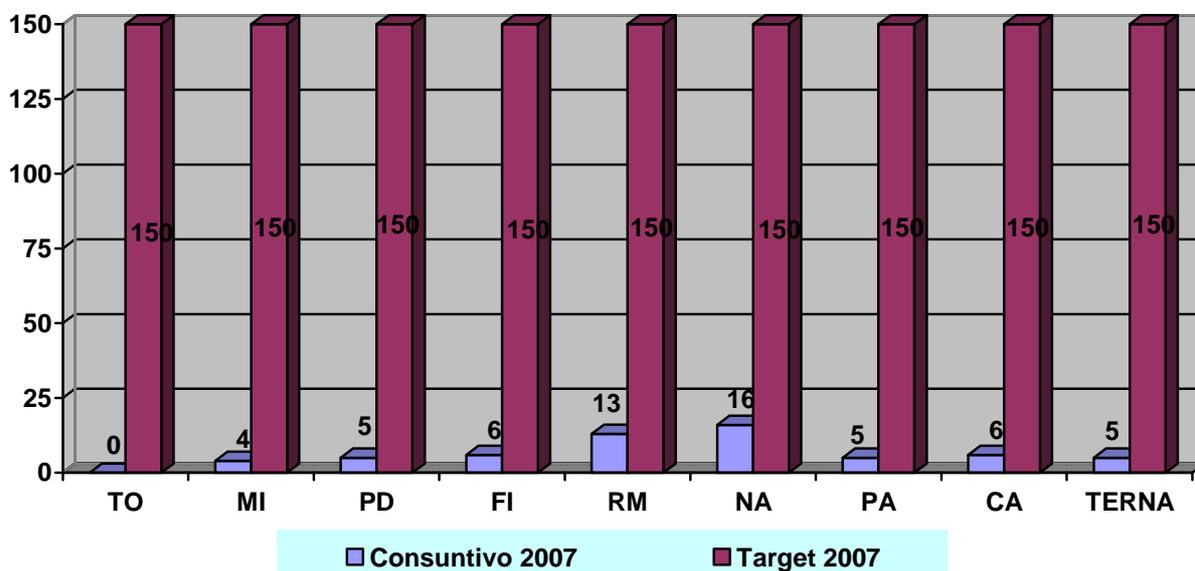
I risultati consuntivati per l'anno 2007 mostrano delle performance di esercizio migliori rispetto ai livelli attesi stabiliti.

I valori consuntivati si intendono riferiti al 95% percentile sul totale degli Utenti direttamente connessi alla RTN, in ottemperanza a quanto definito nel Cap.11 del Codice di rete in merito agli indicatori di Continuità - per Singolo Utente.

Durata massima annua delle disalimentazioni lunghe degli Utenti consumatori direttamente connessi alla RTN inseriti su rete magliata (Minuti/Periodo):



Durata massima delle disalimentazioni lunghe degli Utenti consumatori direttamente connessi alla RTN con alimentazione radiale e/o derivazione rigida a "T" (Minuti/Periodo):

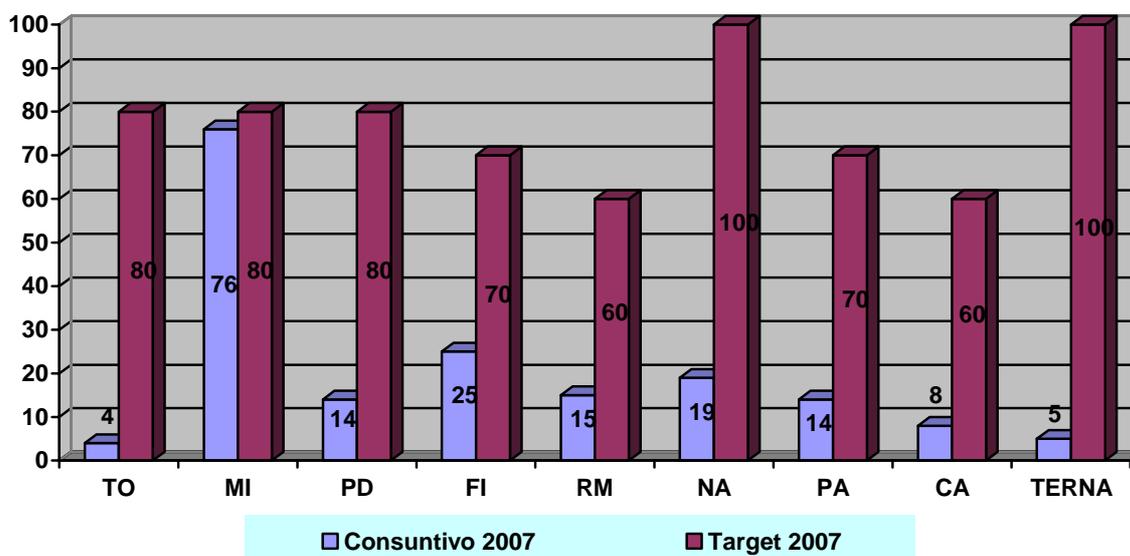


I risultati consuntivati per l'anno 2007 mostrano delle performance di esercizio migliori rispetto ai livelli attesi stabiliti.

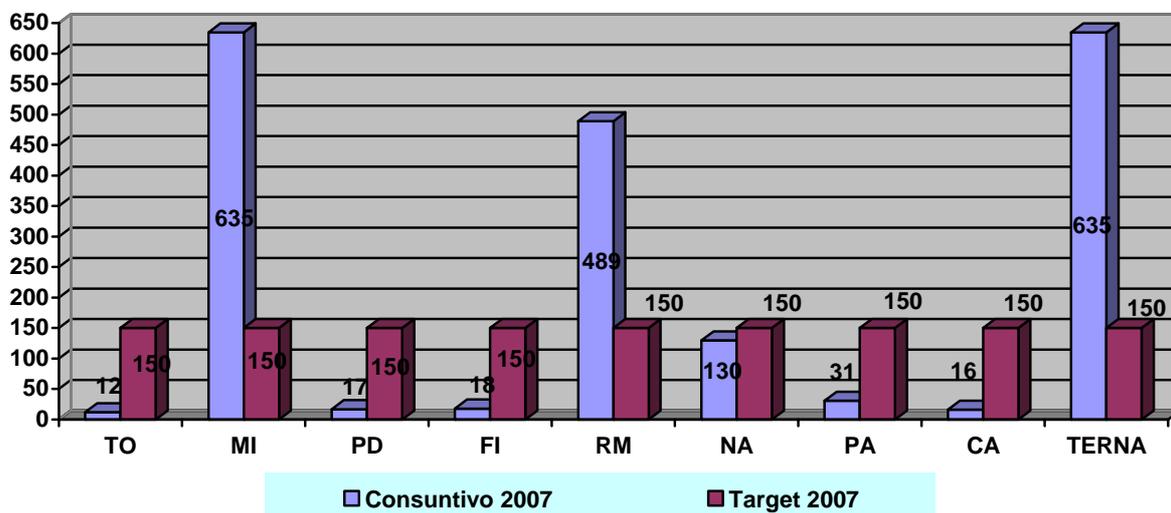
I valori consuntivati si intendono riferiti al 95% percentile sul totale degli Utenti direttamente connessi alla RTN per l'ambito territoriale di riferimento, in ottemperanza a quanto definito nel Cap.11 del Codice di rete in merito agli indicatori di Continuità - per Singolo Utente.

Si riportano di seguito per completezza d'analisi le durate massime reali delle interruzioni lunghe (senza il taglio del 5% sul totale degli Utenti connessi direttamente alla RTN):

Durata massima annua delle disalimentazioni lunghe degli Utenti consumatori direttamente connessi alla RTN inseriti su rete magliata (Minuti/Periodo):



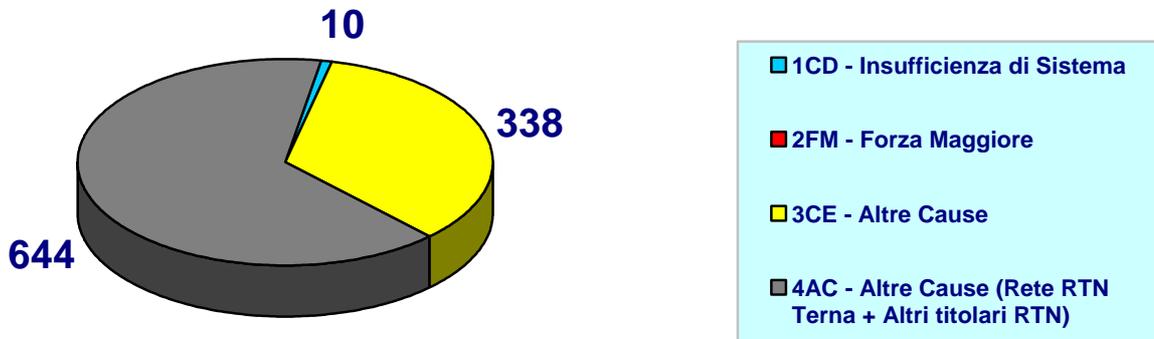
Durata massima delle disalimentazioni lunghe degli Utenti consumatori direttamente connessi alla RTN con alimentazione radiale e/o derivazione rigida a "T" (Minuti/Periodo):



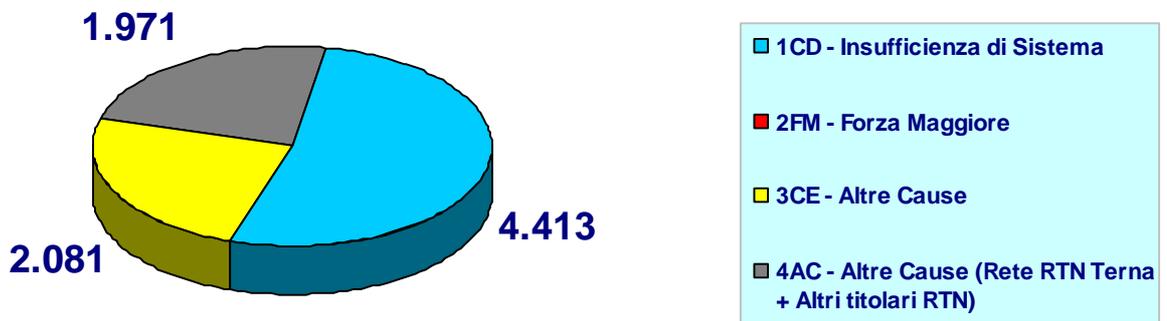
Anche i valori consuntivati delle durate massime reali rispettano i livelli attesi, con esclusione delle Aree di Milano e Roma per due casi di disalimentazioni di Clienti AT connessi in derivazione rigida su RTN.

3.4 Energia non fornita: suddivisione per Cause

Sulla base dei dati di esercizio registrati nelle "Schede registrazione disalimentazioni" di cui all'allegato 54 al Codice di Rete, si riportano di seguito i valori consuntivati per l'anno 2007, dell'indicatore ENS (MWh) sulla rete RTN, con suddivisione per Codice Causa 1° livello AEEG, comprendendo, in un caso gli Incidenti Rilevanti senza considerare alcun effetto di mitigazione, nell'altro caso escludendo gli stessi, Il dato viene fornito con arrotondamento all'unità.



Anno 2007 - ENS (MWh) – Suddivisione per Codice Causa 1° livello di aggregazione (esclusi gli incidenti Rilevanti)



Anno 2007 - ENS (MWh) – Suddivisione per Codice Causa 1° livello di aggregazione (compresi gli Incidenti Rilevanti)

3.5 Elenco siti con numero massimo o durata massima delle disalimentazioni superiori al livello atteso

L'analisi è stata effettuata relativamente al numero ed alla durata (espressa in minuti) su base progressiva annuale delle interruzioni con disalimentazione degli Utenti direttamente connessi alla RTN, dovute alle cause di 1° livello AEEG 4AC "Altre Cause", con origine della disalimentazione rete RTN e con esclusione degli Incidenti rilevanti.

Nella tabella seguente è riportato l'elenco dei siti con il **numero** delle disalimentazioni **lunghe** maggiori del livello atteso relativi agli *Utenti direttamente* connessi alla RTN Terna:

Area Territoriale	Sito	Titolare	Livello di tensione (kV)	Tipologia di connessione alla RTN	Numero disalimentazioni lunghe occorse	Target 2007
Torino	-	-	-	-	-	1
Milano	UT GETECA	GE.TE.CA S.p.A	132	T	2	1
	UT TEXTILE	Fimtextile S.p.A	132	T	2	1
Padova	FORNO DI ZOLDO	Enel Produzione S.p.A	132	M	2	1
	LIZZANA SEZIONE 2	Trentino Servizi S.p.A	132	R	2	1
	S.COLOMBANO	Trentino Servizi S.p.A	132	R	2	1
Firenze	CAFAGGIO	Enel Distribuzione S.p.A	132	M	2	1
	CASTIGLIONE PESCAIA	Enel Distribuzione S.p.A	132	M	2	1
	FOLLONICA	Enel Distribuzione S.p.A	132	M	2	1
	GROSSETO FS	Rete Ferrov. Italiana S.p.A	132	M	2	1
	GROSSETO NORD	Enel Distribuzione S.p.A	132	M	2	1
	GROSSETO SUD	Enel Distribuzione S.p.A	132	M	2	1
	MONTIANO	Enel Distribuzione S.p.A	132	M	2	1
	PAGANICO	Enel Distribuzione S.p.A	132	M	2	1
	PIOMBINO COTONE	Enel Distribuzione S.p.A	132	M	2	1
	PONTREMOLI	Enel Distribuzione S.p.A	132	M	2	1
	PONTREMOLI FS	Rete Ferrov. Italiana S.p.A	132	T	2	1
	PORTOFERRAIO	Enel Distribuzione S.p.A	132	R	2	1
	S.GIUSEPPE	Enel Distribuzione S.p.A	132	R	2	1
	SOL SEZ	Enel Distribuzione S.p.A	132	M	2	1
	TALAMONE FS	Rete Ferrov. Italiana S.p.A	132	T	2	1
	VILLAFRANCA CP	Enel Distribuzione S.p.A	132	M	2	1
Roma	GUARCINO	Enel Distribuzione S.p.A	150	M	2	1
	LATERA	Enel Distribuzione S.p.A	150	R	2	1
Napoli	FRATTAMAGGIORE (TR 2)	Enel Distribuzione S.p.A	220	R	3	1
	FRATTAMAGGIORE (TR 6)	Enel Distribuzione S.p.A	220	R	4	1
	S.ANTIMO	Enel Distribuzione S.p.A	220	M	2	1
Palermo	BELPASSO	Enel Distribuzione S.p.A	150	T	2	1
	CANICATTI'	Enel Distribuzione S.p.A	150	M	2	1
	CASTELBUONO	Enel Distribuzione S.p.A	150	M	2	1
	UNICEM	Buzzi Unicem S.p.A	150	R	3	1
Cagliari	SAMATZAI	Italcementi S.p.A	150	T	2	1
	TALORO 2 GR1	Enel Produzione S.p.A	150	R	2	1

Nella tabella seguente è riportato l'elenco dei siti con il **numero** delle disalimentazioni **brevi** maggiori del livello atteso relativi agli Utenti direttamente connessi alla RTN Terna **inseriti su rete magliata**:

Area Territoriale	Sito	Titolare	Livello di tensione (kV)	Tipologia di connessione alla RTN	Numero disalimentazioni brevi occorse	Target 2007
TO	-	-	-	-	-	3
MI	-	-	-	-	-	2
PD	-	-	-	-	-	3
FI	-	-	-	-	-	2
RM	ACEA LIDO NUOVO	ACEA Distribuzione S.p.A	150	M	4	3
PA	CASTELBUONO	Enel Distribuzione S.p.A	150	M	7	3
PA	PORTO EMPEDOCLE CP	Enel Distribuzione S.p.A	150	M	6	3
PA	VIAGRANDE	Enel Distribuzione S.p.A	150	M	4	3
CA	-	-	-	-	-	2

Nella tabella seguente è riportato l'elenco dei siti con il **numero** delle disalimentazioni **brevi** maggiori del livello atteso relativi agli Utenti direttamente connessi alla RTN Terna **inseriti su rete radiale e/o derivazione rigida a "T"**:

Area Territoriale	Sito	Titolare	Livello di tensione (kV)	Tipologia di connessione alla RTN	Numero disalimentazioni brevi occorse	Target 2007
TO	-	-	-	-	-	4
MI	-	-	-	-	-	3
PD	-	-	-	-	-	4
FI	-	-	-	-	-	3
RM	-	-	-	-	-	4
NA	FRANCAVILLA ANG.	Enel Distribuzione S.p.A	150	T	5	4
FI	-	-	-	-	-	4
RM	-	-	-	-	-	3

Nella tabella seguente è riportato l'elenco dei siti direttamente connessi alla RTN ed **inseriti su rete magliata** con **durata** delle disalimentazioni **lunghe** maggiori del livello atteso, per ciascun area territoriale:

Area Territoriale	Sito	Titolare	Livello di tensione (kV)	Tipologia di connessione alla RTN	Durata disalimentazioni lunghe occorse	Target 2007
TO	-	-	-	-	-	80
MI	-	-	-	-	-	80
PD	-	-	-	-	-	80
FI	-	-	-	-	-	70
RM	-	-	-	-	-	60
NA	-	-	-	-	-	100
PA	-	-	-	-	-	70
CA	-	-	-	-	-	60

per l'anno di riferimento, nessuna disalimentazione di siti d'Utente direttamente connesso alla RTN ha avuto una durata superiore rispetto al corrispondente livello atteso considerato.

Nella tabella seguente è riportato l'elenco dei siti direttamente connessi alla RTN ed **inseriti su rete radiale e/o derivazione rigida a "T"** con **durata** delle disalimentazioni **lunghe** maggiori del livello atteso, per ciascun area territoriale:

Area Territoriale	Sito	Titolare	Livello di tensione (kV)	Tipologia di connessione alla RTN	Durata disalimentazioni lunghe occorse	Target 2007
TO	-	-	-	-	-	150
MI	UT GETECA	GE.TE.CA S.p.A	132	T	189	150
MI	UT TEXTILE	Fimtextile S.p.A	132	T	189	150
PD	AIR LIQUIDE VR	Air Liquide Italia S.p.A	220	T	635	150
FI	-	-	-	-	-	150
RM	SUD EUROPA TISSUE	Sud Europa Tissue srl	150	T	489	150
NA	-	-	-	-	-	150
PA	-	-	-	-	-	150
CA	-	-	-	-	-	150

3.6 Interruzioni transitorie sui siti degli Utenti direttamente connessi alla RTN

Con decorrenza dal 1° gennaio 2007, Terna registra anche le interruzioni transitorie limitatamente agli Utenti direttamente connessi alla RTN sulle cui linee di alimentazione sono installate richiuse automatiche tripolari con cicli di apertura e chiusura di durata inferiore o uguale a 1 secondo.

In ogni situazione di rete, l'origine dell'interruzione transitoria è rappresentata dalla linea elettrica il/i cui interruttore/i ha/hanno eseguito il ciclo di richiusura rapida tripolare con esito positivo. Nel caso di linee con più Titolari l'origine è convenzionalmente addebitata al Titolare del tratto più lungo della linea. Sulla rete alla quale è connessa la maggior parte degli utenti², in AT si possono verificare interruzioni transitorie in caso di:

- perturbazione transitoria su un linea che connette l'utente in modalità radiale;
- perturbazione transitoria su un linea che connette l'utente **non in modalità radiale**, ma che richiede, per l'eliminazione selettiva di tutti i tipi di guasto in rete, l'intervento di almeno un ulteriore interruttore, con successiva richiusura automatica dello stesso (si parla di *corretta sovrapposizione*).

La registrazione delle interruzioni transitorie viene effettuata attraverso le registrazioni degli strumenti di monitoraggio (oscilloperturbografi, RCE, protocolli di servizio, ecc..) di Terna e/o degli Utenti.

Queste informazioni non sono deducibili dagli strumenti impiegati nella campagna di misura della Qualità della tensione (Cap. 4).

Si riporta di seguito una sintesi del numero delle interruzioni transitorie registrate per l'anno 2007 e suddivise per Area Territoriale:

Area Territoriale	Codice Causa 1° livello AEEG		
	3CE Cause Esterne	4AC Altre Cause	Totale complessivo
TO	0	8	8
MI	0	0	0
PD	11	2	13
FI	5	6	11
RM	4	4	8
NA	2	52	54
PA	3	8	11
CA	0	0	0
TERNA	25	80	105

² La rete a 220 kV, 150 kV e 132 kV

4. QUALITÀ DELLA TENSIONE

L'art. 31.1 della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 250/04 (nel seguito: delibera n. 250/04) prevede che il Gestore della rete (Terna) rilevi, a campione, le grandezze relative alla qualità tensione, così come definite nell'art. 31.1 della stessa delibera, mediante campagne specifiche di misurazione, anche su richiesta degli utenti.

Il piano per la realizzazione delle campagne di misura, così come previsto dall'art. 67 comma 67.4 è stato pubblicato sul sito di Terna ed approvato dall'Autorità con delibera 210/05.

L'art. 33.5 della delibera 250/04 prevede che, sulla base dei risultati delle campagne di misure a campione, Terna definisce i livelli attesi della qualità della tensione e che gli stessi, in base a quanto riportato nell'art. 67 comma 67.5, siano presentati all'Autorità al più tardi in occasione dell'aggiornamento relativo al periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011, con l'anticipo di cui al comma 33.6.

Terna deve inoltre mettere a disposizione, in base all'art. 32 comma 32.4 ed art. 67 comma 67.5, un sistema di interrogazione on line proprio sito internet degli indici di qualità della tensione per l'intero sistema e per aree.

5. CARATTERISTICHE DELLA QUALITÀ DELLA TENSIONE

Le caratteristiche della tensione da rilevare sono descritte nel "Codice di rete - Versione aggiornata al 6 Aprile 2007" al capitolo 11.5:

- variazioni della frequenza.
- variazioni della tensione a frequenza industriale;
- buchi di tensione, aggregati per fasce di durata e di abbassamento di tensione e tipologia (unipolare, bipolare, tripolare);
- distorsione armonica;
- fluttuazione della tensione a breve e a lungo termine (flicker);
- grado di asimmetria della tensione trifase.

6. CAMPAGNA DI MISURA

6.1 Generalità

La campagna di misura, avviata il 1° luglio 2006, è stata realizzata da Terna mediante l'installazione di 107 strumenti Wally, forniti dalla Società Teamware, in impianti AAT/AT.

Per il trattamento (analisi e reportistica) dei dati provenienti dai suddetti strumenti, e da ulteriori 56 installati su siti degli Utenti che hanno partecipato alla campagna di misura volontaria in accordo all'art. 31. 4 della delibera 250/04, Terna, con il supporto di CESI e di Teamware, ha realizzato e reso disponibile un apposito applicativo Web denominato MONIQUE.

L'applicativo risponde ai requisiti di reportistica e pubblicazione dei dati richiesti da AEEG, in particolare è in grado di

- mettere a disposizione di Terna e degli Utenti che partecipano alla campagna di misura i dati registrati dagli strumenti per la qualità della tensione,
- effettuare elaborazioni per la pubblicazione dei dati semplificati - relativi al singolo strumento e di aggregati relativi a gruppi di strumenti opportunamente selezionati - secondo le modalità richieste da AEEG nel formato equivalente a quello utilizzato per la campagna di misura sulla rete MT.

I dati provenienti dalla campagna di misura sono utilizzati anche al fine di individuare i livelli attesi della qualità della tensione.

TERNA ritiene indispensabile proseguire la campagna di misura per alcuni anni (spostando eventualmente gli strumenti di misura) in modo da confermare o modificare i target individuati di anno in anno

- sia per tener conto di variazioni di anno in anno dei guasti e delle condizioni ambientali,
- sia per spostare gli strumenti di misura in altri siti ritenuti significativi
- sia per correggere alcune modalità di misura non adeguate.

6.2 Strumenti di misura

Lo strumento di misura installato sulla rete AAT-AT per la campagna di monitoraggio ha i requisiti di misura dei parametri della qualità della tensione corrispondenti alla classe A indicata dalla CEI EN 61000-4-30 con una precisione non inferiore allo 0,5%.

6.3 Siti interessati alla campagna di misura

La rete sottoposta a monitoraggio della qualità della tensione è quella a 380/220/150/132/60 kV secondo quanto indicato in tabella 3.

Livello Tensione	TERNA	Altri	Totale
380 kV	7	0	7
220 kV	10	6	16
150 kV	23	23	46
132 kV	67	27	94
60 kV	0	2	2
Totale	107	58	165

Tabella 3 – Installazioni degli strumenti

Per quanto riguarda gli Strumenti installati nelle stazioni Terna, si riporta:

- in Figura 1 la collocazione sul territorio nazionale
- in tabella 4 la ripartizione per area territoriale

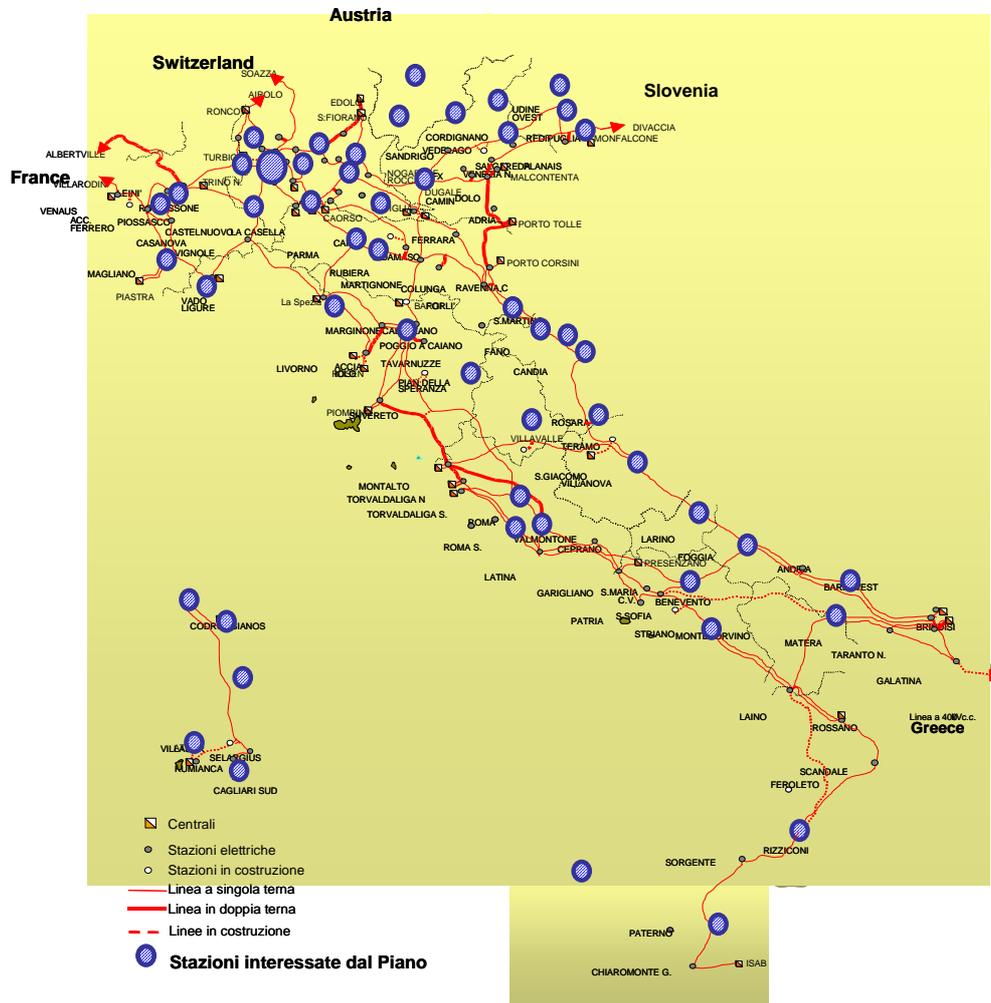


Figura 1 - Posizionamento degli Strumenti installati nelle stazioni Terna

Area Territoriale	N° di strumenti
Torino	16
Milano	16
Venezia	25
Firenze	8
Roma	17
Napoli	15
Palermo	4
Cagliari	7
Totale	107

Tabella 4 - Ripartizione per area territoriale degli Strumenti installati nelle stazioni Terna

7. LIVELLI REGISTRATI DELLA QUALITÀ DELLA TENSIONE

I risultati della campagna di misura effettuata da Terna sono relativi ai seguenti parametri della qualità della tensione, differenziati per livelli di tensione:

- (a) numero di **buchi di tensione**, separatamente per fasce di durata e di abbassamento di tensione;
- (b) **distorsione armonica totale**;
- (c) **asimmetria** della tensione trifase;
- (d) indici di severità della **fluttuazione della tensione** a breve e lungo termine;
- (e) variazioni della frequenza
- (f) variazioni lente della tensione efficace.

I risultati si riferiscono al periodo Gennaio 2007÷Dicembre 2007

7.1 Buchi di tensione

I buchi di tensione che coinvolgono 2 o 3 fasi sono raggruppati e denominati polifase, mentre i buchi di tensione unipolari sono denominati monofase. Tutti i buchi di tensione sono inoltre suddivisi per livello di tensione e raggruppati per tensione residua e durata secondo le nuove indicazioni emerse in ambito normativo internazionale (nuova EN 50160).

Si fa presente che i risultati presentati non prendono in considerazione

- i buchi di tensione monofase con tensione residua nulla in quanto questi eventi sono causati dal ciclo di richiusura unipolare attuato sulla rete e quindi non sono significativi ai fini dei buchi di tensione;
- i dati relativi ad una installazione posta sulla rete a 132kV in quanto presentava più di 800 di buchi avvenuti tutti lo stesso giorno e con tensione residua maggiore dell'85% e quindi ritenuti non significativi ai fini del monitoraggio (Flero B);
- i dati provenienti da una installazione sulla rete 220 kV in quanto nel periodo monitorato presentava un settaggio errato della tensione nominale (Montecorvino).

Nella tabella 5, 6 e 7 sono riportati tutti i buchi di tensione, suddivisi per fasce di durata e tensione residua, rilevati dagli strumenti di misura durante il periodo di misura.

Rete a 380 kV											
Tensione residua u [%]	Durata t [ms]										Totale
	20 ≤ t ≤ 200		200 < t ≤ 500		500 < t ≤ 1000		1000 < t ≤ 5000		5000 < t ≤ 60000		
	monofase	polifase	monofase	polifase	monofase	polifase	monofase	polifase	monofase	polifase	
90>u≥80	217	53	4	4	1	1	0	0	0	0	280
80>u≥70	70	19	1	2	0	1	0	0	0	0	93
70>u≥40	49	19	1	0	0	0	0	0	0	0	69
40>u≥5	15	1	0	0	0	0	0	0	0	0	16
5 < u	7	2	0	0	0	0	0	0	0	0	9

Tabella 5 – Ripartizione dei buchi di tensione in funzione della durata e della tensione residua (380 kV)

Rete a 220 kV											
Tensione residua u [%]	Durata t [ms]										Totale
	20 ≤ t ≤ 200		200 < t ≤ 500		500 < t ≤ 1000		1000 < t ≤ 5000		5000 < t ≤ 60000		
	monofase	polifase	monofase	polifase	monofase	polifase	monofase	polifase	monofase	polifase	
90>u≥80	97	46	3	2	0	2	0	0	0	0	150
80>u≥70	53	36	1	2	0	0	0	0	0	0	92
70>u≥40	53	21	1	3	3	0	1	0	0	0	82
40>u≥5	15	7	2	0	0	1	0	0	2	0	27
5 < u	13	3	1	1	1	0	0	0	0	0	19

Tabella 6 – Ripartizione dei buchi di tensione in funzione della durata e della tensione residua (220 kV)

Rete a 150-132-120 kV											
Tensione residua u [%]	Durata t [ms]										Totale
	20 ≤ t ≤ 200		200 < t ≤ 500		500 < t ≤ 1000		1000 < t ≤ 5000		5000 < t ≤ 60000		
	monofase	polifase	monofase	polifase	monofase	polifase	monofase	polifase	monofase	polifase	
90>u≥80	1994	755	56	54	31	20	2	3	1	0	2916
80>u≥70	734	380	15	21	4	6	7	0	0	0	1167
70>u≥40	709	372	23	45	7	7	6	2	0	0	1171
40>u≥5	180	128	9	18	0	5	1	5	0	3	349
5 < u	81	24	0	14	0	0	0	0	2	2	123
Totale	3698	1659	103	152	42	38	16	10	3	5	5726

Tabella 7 – Ripartizione dei buchi di tensione in funzione della durata e della tensione residua (150-132-120 kV)

I dati provenienti dalla campagna di misura permettono anche di individuare il numero di buchi di tensione (tutti, di qualsiasi durata e profondità) che interessa ciascun nodo.

A tal fine, la Figura 2 e la Figura 3 riportano le cumulate crescenti dei buchi di tensione monofase e polifase che hanno interessato i nodi monitorati nel periodo di osservazione.

L'esame delle suddette figure permette di osservare che:

- **Rete a 120kV - 132kV – 150 kV**
 - il 95% dei nodi sulla rete è interessato da un numero di buchi di tensione inferiore a 70 e 130 per i buchi polifase e monofase rispettivamente;
 - il massimo numero di buchi di tensione polifase rilevato è stato 90, mentre quello monofase è stato pari a 157.

- **Rete a 220kV**
 - il 95% dei nodi sulla rete è interessato da un numero di buchi di tensione inferiore a 30 e 80 per i buchi polifase e monofase rispettivamente;
 - il massimo numero di buchi di tensione polifase rilevato è stato 36, mentre quello monofase è stato pari a 107.

- **Rete a 380kV**

- il 95% dei nodi sulla rete è interessato da un numero di buchi di tensione inferiore a 25 e 130 per i buchi polifase e monofase rispettivamente;
- il massimo numero di buchi di tensione polifase rilevato è stato 28, mentre quello monofase è stato pari a 151.

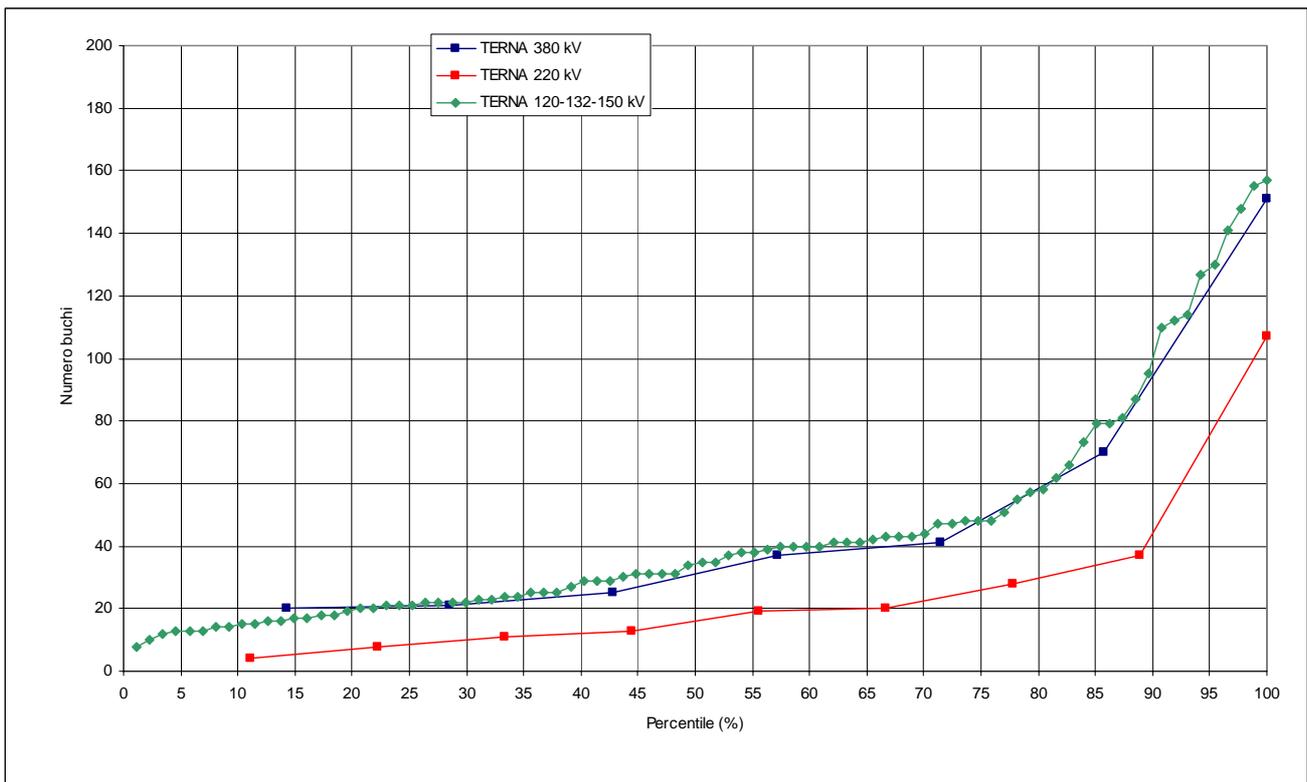


Figura 2 – Cumulata crescente dei buchi di tensione monofase (tutti) rilevati sui siti Terna

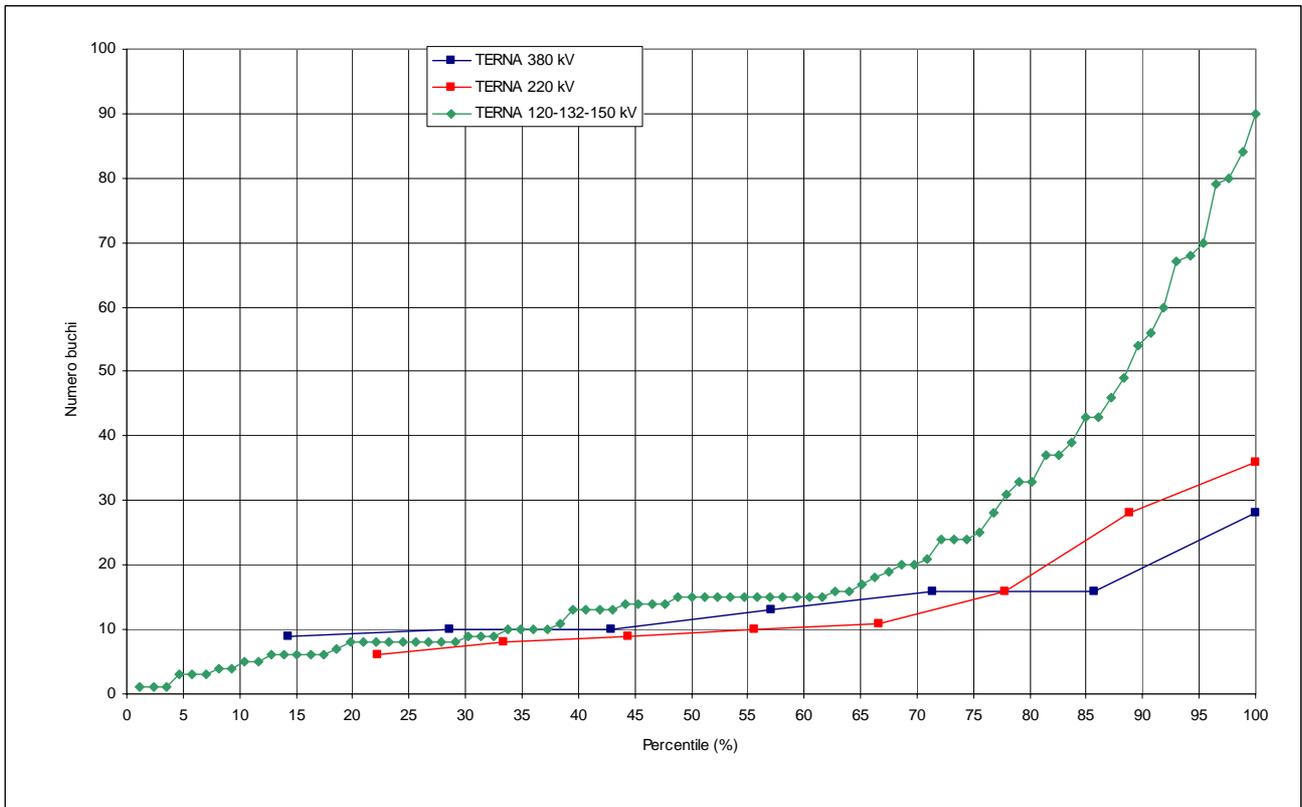


Figura 3 – Cumulata crescente dei buchi di tensione polifase (tutti) rilevati sui siti TERNA

7.2 Armoniche

La Figura 4 riporta la cumulata crescente dei 95-esimi percentili del valore massimo settimanale del THDv rilevato su diversi livelli di tensione per il periodo analizzato.

- **Rete a 120kV - 132kV – 150 kV**
 - il 95% dei nodi sulla rete è interessato da un livello di distorsione armonica inferiore al 4%;
 - il massimo valore di distorsione armonica registrato è pari al 7.8%

- **Rete a 220kV**
 - il 95% dei nodi sulla rete è interessato da un livello di distorsione armonica inferiore al 3.2%;
 - il massimo valore di distorsione armonica registrato è pari al 3.5%

- **Rete a 380kV**

- il 95% dei nodi sulla rete è interessato da un livello di distorsione armonica inferiore al 3.6%;
- il massimo valore di distorsione armonica registrato è pari al 4.4%

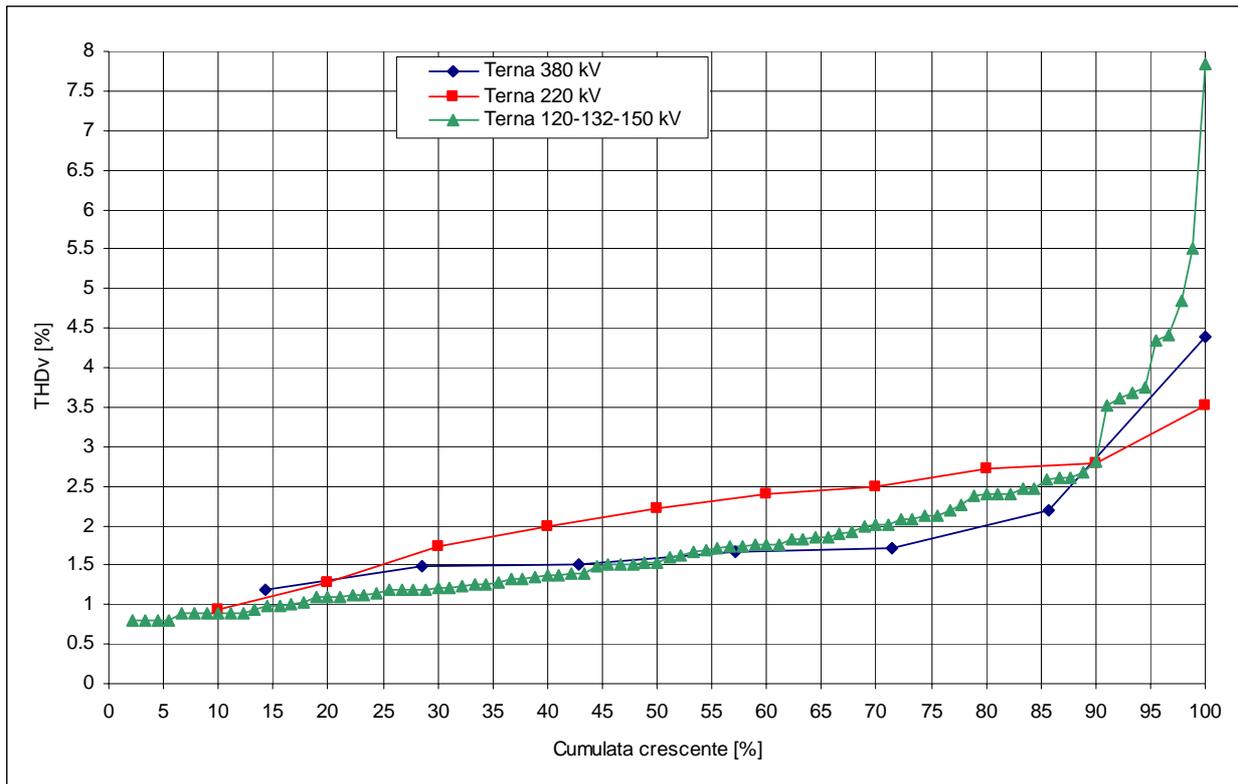


Figura 4 - Cumulata crescente della massima distorsione armonica totale (Max THDv) rilevata sui siti TERNA

7.3 Asimmetria

La Figura 5 riporta la cumulata crescente dei 95-esimi percentili del valore massimo settimanale della asimmetria della tensione rilevato sui diversi livelli di tensione nel periodo monitorato.

- **Rete a 120kV - 132kV – 150 kV**

- il 95% dei nodi sulla rete è interessato da un livello massimo di dissimmetria pari a 1.1 p.u.;
- il massimo valore di dissimmetria registrato è pari al 1.48 p.u.

- **Rete a 220kV**

- il 95% dei nodi sulla rete è interessato da un livello di dissimmetria inferiore al 1.8 p.u.;

- il massimo valore di dissimmetria registrato è pari al 1.81 p.u.

- **Rete a 380kV**

- il 95% dei nodi sulla rete è interessato da un livello di dissimmetria inferiore al 1.7 p.u.;
- il massimo valore di dissimmetria registrato è pari al 1.72 p.u.

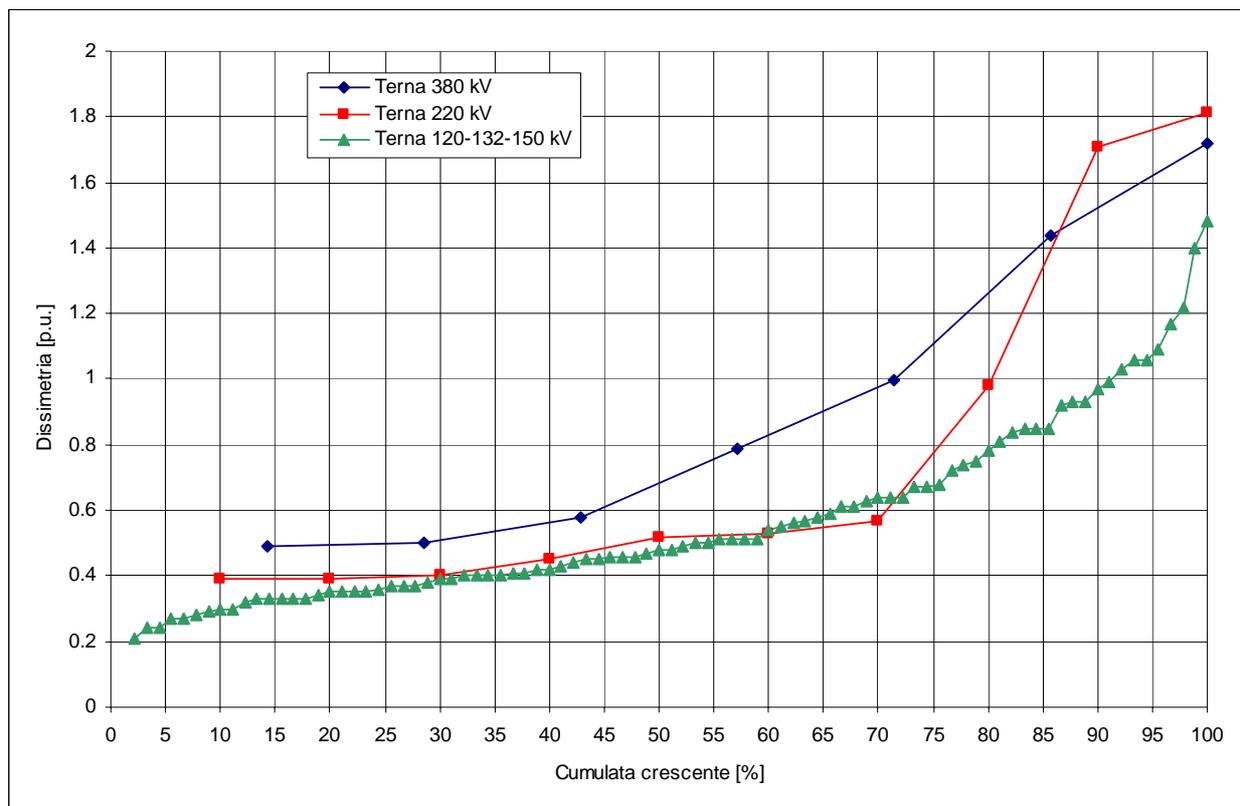


Figura 5 - Cumulata crescente della massima asimmetria della tensione rilevata sui siti Terna

7.4 Flicker

La Figura 6 riporta la cumulata crescente dei 95-esimi percentili del valore massimo settimanale delle fluttuazioni della tensione a breve termine (flicker P_{st}) rilevato su diversi livelli tensione*.

- **Rete a 120kV - 132kV – 150 kV**
 - il 95% dei nodi sulla rete è interessato da un livello di flicker P_{st} inferiore al 2.75 p.u.;
 - il massimo valore di flicker P_{st} registrato è pari al 5.7 p.u.

- **Rete a 220kV**
 - il 95% dei nodi sulla rete è interessato da un livello di flicker P_{st} inferiore al 3.5 p.u.;
 - il massimo valore di flicker P_{st} registrato è pari al 3.64 p.u.

- **Rete a 380kV**
 - il 95% dei nodi sulla rete è interessato da un livello di flicker P_{st} inferiore a 0.6 p.u.;
 - il massimo valore di flicker P_{st} registrato è pari a 0.6 p.u.

* Non sono presentati i risultati relativi al parametro flicker P_{it} in quanto affetto da un errore di valutazione dello strumento di misura, corretto nel corso dell'anno 2007.

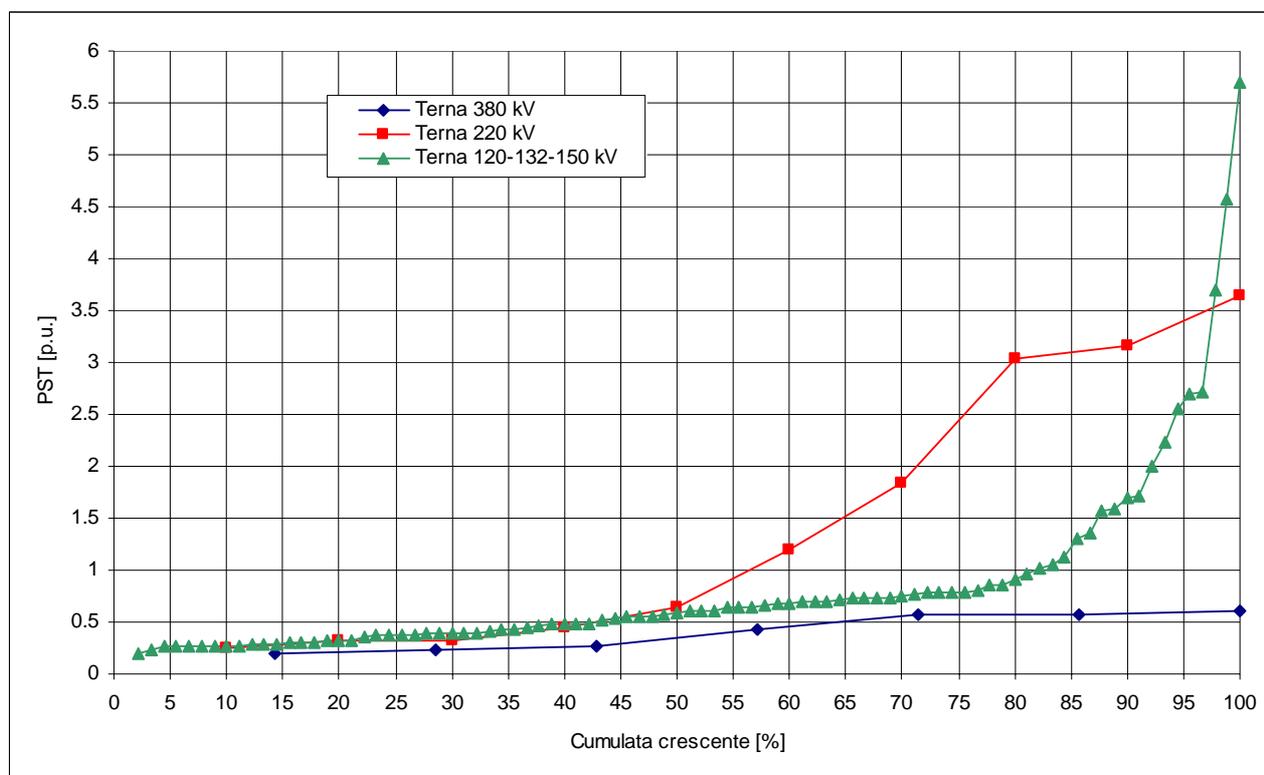


Figura 6 - Cumulata crescente del massimo P_{st} rilevato sui siti TERNA

7.5 Variazioni della Tensione

Il numero di installazioni che risulta avere una tensione fuori dal $\pm 10\%$ (+5% / - 10% per il 380 kV) per più del 5% del periodo di osservazioni varia da 2 a 6 strumenti per settimana. A tal proposito, si ritiene che i dati provenienti dalla campagna di monitoraggio devono essere presi in considerazione tenendo conto che i valori che eccedono i limiti prefissati sono generalmente contenuti nell'errore della catena di misura (TV + strumento), quantificabile in 1-2 punti percentuali.

Inoltre, la tensione di esercizio sulla rete 220 kV è stata modificata per tener conto del suo effettivo valore, come indicato nel doc. "QUALITÀ DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE - LIVELLI MINIMO E MASSIMO DEL VALORE EFFICACE DELLA TENSIONE 380-220-150-132 kV DELLA RETE RILEVANTE" (vedi *Tabella*).

Terna ha deciso quindi di aggiornare nel corso del 2008:

- i livelli minimi e massimi del valore della tensione efficace degli strumenti di misura, allineandoli a quanto indicato nella tabella 8,
- i criteri di valutazione del superamento dei limiti minimi e massimi della tensione efficace per tener conto degli errori introdotti dalla catena di misura.

Tabella "A"

Tensione Nominale (kV)	Tensione Esercizio (kV)	Livelli minimo e massimo del valore della tensione efficace definiti per il 95% del tempo in condizioni di esercizio normale (kV)		Livelli minimo e massimo del valore della tensione efficace definiti per il 100% del tempo in condizioni di esercizio normale o di allarme (kV)		Livelli minimo e massimo del valore della tensione efficace definiti in condizioni di emergenza o di ripristino (kV)	
		Minimo	Massimo	Minimo	Massimo	Minimo	Massimo
380	400	375	415	360	420	350	430
220	230	222	238	200	242	187	245
150	150	143	158	140	165	128	170
132	132	125	139	120	145	112	150
132	120	114	126	110	132	105	140

Tabella 8 - Livelli minimo e massimo del valore della tensione efficace

7.6 Variazioni della frequenza

I risultati relativi alle variazioni della frequenza non sono attendibili poiché tutte le segnalazioni sono attribuibili ad un errato funzionamento/installazione dello strumento: infatti nei periodi segnalati

- vengono riportati valori massimi e minimi della frequenza pari a zero,
- non vengono esclusi dalla misura i periodi in cui sono presenti delle interruzioni.

Nel corso del 2007 sono stati eliminati i suddetti errori per cui i dati relativi al 2008 saranno attendibili.

8. VERIFICA DELLA POTENZA DI CORTO CIRCUITO

In ottemperanza a quanto richiesto dall'art. 34 comma 3 della Delibera 250/04 dell'Autorità per l'energia elettrica e per il gas, Terna a partire dal 2006 ha reso disponibili sul proprio sito internet i valori minimi e massimi convenzionali della potenza di cortocircuito per i siti degli Utenti direttamente connessi alla Rete Trasmissione Nazionale.

In particolare è richiesto di verificare che il valore della potenza di corto circuito, determinata in esercizio normale, per ciascun sito sia superiore o uguale al valore minimo convenzionale per il 90% del tempo relativamente all'anno 2006. Per gli anni successivi il valore dovrà essere pari al 95% del tempo.

Per verificare il rispetto di questa indicazione, sono state eseguite due simulazioni di corto circuito in due situazioni tipiche di funzionamento della rete, a partire dalle due ricostruzioni di load-flow che Terna esegue regolarmente:

- il terzo mercoledì di luglio (in questo caso il 18/7/2007 alle ore 10);
- il terzo mercoledì di dicembre (in questo caso il 19/12/2007 alle ore 11).

I valori di potenza di corto circuito sono stati quindi confrontati con quelli pubblicati sul nostro sito web. Il confronto è stato concentrato sui nodi rappresentativi degli impianti di utenti della rete rilevante.

Il risultato è stato il seguente: i valori di P_{cc} calcolati a partire dalle ricostruzioni citate sono risultati mediamente superiori ai valori minimi convenzionali nel **96.1%** delle situazioni nella ricostruzione del 18/7/07 e nel **96.5%** delle situazioni nella ricostruzione del 19/12/07.

Nella tabella seguente sono riportati i nodi della rete nei quali la condizione di minimo non viene rispettata in almeno una delle due ricostruzioni. Si tratta nella maggior parte dei casi di assetti transitori della rete o della produzione (al contorno dell'impianto), che ha determinato il valore di P_{cc} ridotto.

AREA	DENOMINAZIONE IMPIANTO	TENSIONE IMPIANTO	Titolare	Pcc massima trifase convenzionale	Pcc minima trifase convenzionale	Pcc 3° merc lug 07	Pcc 3° merc dic 07	Utente direttamente connesso alla RTN
		[kV]		[MVA]	[MVA]	[MVA]	[MVA]	
Napoli	ISE CET3	220	ISE (A)	9098	7863	4464	8976	X
Napoli	SSR	220	ILVA (A)	9080	7827	4464	8958	
Napoli	RIV	220	ILVA (A)	9057	7794	4458	8936	
Cagliari	SARLUX	380	SARLUX	6798	4777	2330	5272	X
Cagliari	F.SANTO CR	380	ENDESA	8010	4530	2134	5829	X
Cagliari	EURALLUMIN	220	EURALLUMINIA	6475	4266	1958	3543	X
Cagliari	SAMIM	220	PORTOVESME	6436	4229	1955	3532	X
Napoli	ROSSANO TE	380	ENEL-PRODUZIONE	16564	7892	6387	9542	X
Palermo	PRIOLO C.L	220	ENEL-PRODUZIONE	8395	4823	3330	6807	X
Cagliari	ENICHEM AS	150	ENICHEM (A)	5186	3558	2117	3427	X
Cagliari	SARAS PETR	150	SARAS PETR.	4285	3327	1928	3407	X

Cagliari	SARLUX UTE	150	SARLUX	4244	3272	1920	3380	X
Palermo	ERG NUCE N	150	ERG PETROLI	2363	2094	764	2307	X
Venezia	STAZIONE 1	132	RTM1 / CRION	3073	1664	356	3404	X
Palermo	S.F. MELA	220	EDIPOWER	10555	5613	4329	8243	X
Cagliari	ENICHEM OT	220	ENICHEM (A)	4103	2908	1680	3170	X
Palermo	ISAB ENERG	380	ISAB ENERGY	5920	3911	2752	5544	X
Cagliari	ENICHEM P.	150	ENICHEM (A)	3817	2369	1228	2379	X
Palermo	DUFERDOFIN	220	DUFERDOFIN	9289	5159	4037	7421	X
Venezia	AZOTATI	220	RTM1 / EDISON	9655	6865	5779	9071	X
Napoli	ALFA A. UT	220	FIAT	10743	6902	5820	8508	
Palermo	BELPASSO	150	ENEL-DISTRIBUZIONE	1697	1086	1896	152	X
Palermo	ANAPO	220	ENEL-PRODUZIONE	8666	4358	3427	7168	X
Cagliari	ENICHEM SC	150	POLIMERI EUROPA	3746	2715	1803	3022	X
Palermo	PRIOLO C.L	150	ENEL-PRODUZIONE	4880	3076	2198	4117	X
Cagliari	TALORO	220	ENEL-PRODUZIONE	3955	2460	1582	2922	X
Napoli	BRINDISI N	220	EDIPOWER	7233	4837	4006	5811	X
Palermo	TERMINI C	220	ENEL-PRODUZIONE	7994	3437	2656	7374	X
Firenze	S.BARBARA	380	ENEL-PRODUZIONE	2297	1946	1244	1465	X
Cagliari	METALPHA	150	METALPHA	4103	2610	1920	2917	X
Milano	VAPRIO	132	ITALGEN	3311	1604	918	3484	X
Cagliari	MONTEPONI	150	IGEA	2156	1757	1091	1407	
Roma	API CENTR.	132	API	3108	2565	1951	3071	X
Cagliari	PORTO CANA	150	ENEL-DISTRIBUZIONE	4089	2127	1544	2900	X
Milano	V.TIRANO C	132	ENEL-DISTRIBUZIONE	1870	1457	885	1857	X
Torino	VINADIO	132	ENEL-PRODUZIONE	2457	1582	1637	1050	X
Palermo	VIAGRANDE	150	ENEL-DISTRIBUZIONE	1357	683	1145	162	X
Milano	V.TIRANO C	132	ENEL-DISTRIBUZIONE	1864	1428	924	1852	X
Cagliari	AIR LIQUID	150	AIR LIQUIDE	3364	2202	1718	2799	X
Palermo	S.VENERINA	150	ENEL-DISTRIBUZIONE	1195	635	1027	159	X
Venezia	FUSINA T.	220	ENEL PRODUZIONE	7465	5156	4769	5956	X
Roma	API RAF 2	132	API	3067	2335	1948	3031	
Roma	API RAF 1	132	API	3063	2332	1946	3026	
Venezia	BROLETTO	132	ACEGAS	2722	2228	1849	2465	
Napoli	CASALNUOVO	220	ENEL-DISTRIBUZIONE	11812	6492	6128	9065	X
Cagliari	CAGLIARI 3	150	ENEL-DISTRIBUZIONE	4131	1923	1565	2873	X
Venezia	SERVOLA CP	132	ENEL DISTRIBUZIONE	2734	2158	1822	2497	
Venezia	LINDE	132	LINDE GAS ITALIA	2695	2131	1805	2464	
Palermo	ZIA LISA	150	ENEL-DISTRIBUZIONE	4018	2982	2660	4197	X
Torino	PONTE V.F.	132	ENEL-PRODUZIONE	1516	821	499	1036	X
Venezia	ITALCEM.TS	132	ITALGEN	2757	2105	1809	2529	
Torino	A.S.T.	132	ACCIAI SPECIALI TERNI	2595	1744	1448	2567	X
Torino	ALBIANO	132	ENEL-DISTRIBUZIONE	3092	2555	2260	3566	
Torino	FONDOVALLE	132	ENEL-PRODUZIONE	1314	749	475	940	X
Napoli	AIR LIQUID	220	AIR LIQUIDE	9682	5848	5575	7739	X
Torino	SARP PROD	132	SARPOM PROD.	3425	2612	2344	3356	
Firenze	S.BARBARA	380	ENEL-PRODUZIONE	2299	1947	1683	2116	X
Napoli	GRAFTECH	220	GRAFTECH	9364	5719	5468	7535	X
Cagliari	QUARTU S.E	150	ENEL-DISTRIBUZIONE	3057	1826	1582	2445	X
Napoli	CEMENT.MAD	220	CEMENTIR	8938	5542	5320	7257	X
Cagliari	ENICHEM P.	150	ENICHEM (A)	5060	1588	1368	2659	X
Cagliari	ENICHEM P.	150	ENICHEM (A)	5061	1588	1369	2660	X
Firenze	EDIS.PIOMB	132	EDISON	3188	2188	1973	3118	X
Torino	PIETRAPORZ	132	ENEL-PRODUZIONE	1320	988	1027	779	X
Cagliari	MOLENTARGI	150	ENEL-DISTRIBUZIONE	4257	1794	1586	2884	X
Venezia	ROZZOL AC.	132	ACEGAS	2733	2074	1872	2459	X
Venezia	ROZZOL FS	132	RFI	2693	2050	1854	2427	
Venezia	ELETTRA	132	ELETTRA GLT	2834	1924	1734	2953	X
Venezia	SERVOLA UT	132	SERVOLA	2793	1903	1719	2908	
Napoli	ASTRONI	220	ENEL-DISTRIBUZIONE	11467	6254	6074	8697	X
Palermo	TERMINI C	150	ENEL-PRODUZIONE	2343	1528	1360	2039	X
Palermo	FIAT AUTO	150	FIAT	2321	1517	1352	2022	

Firenze	ALTAIR	132	ALTAIR CHIMICA	1584	1346	1185	1552	
Cagliari	SARROCH	150	ENEL-DISTRIBUZIONE	4171	2070	1911	3279	X
Cagliari	ILA	150	ILA	2758	1176	1016	1521	X
Firenze	SALINE	132	ENEL-DISTRIBUZIONE	1549	1318	1166	1519	X
Roma	AER. DI RO	150	AER. DI ROMA	3180	2711	2561	3267	
Venezia	ZAULE	132	ENEL DISTRIBUZIONE	2787	1935	1798	2566	
Palermo	MULINI	150	ENEL-DISTRIBUZIONE	3429	2164	2032	3024	
Roma	MICRON	150	MICRON TECHNOLOGY	4088	3096	2965	3397	
Firenze	ENIPOWER R	132	ENIPOWER (B)	3247	2232	2103	3268	X
Roma	EDI BUSSI	150	EDISON	4125	2971	2843	3878	X
Palermo	RAGUSA 3	150	ENEL-DISTRIBUZIONE	2839	1557	1431	1924	X
Firenze	ENIPOWER R	132	ENIPOWER (B)	3293	2251	2131	3315	X
Roma	AUSIMONT	150	AUSIMONT	4099	2957	2837	3854	X
Roma	TG SIDERUR	220	THYSSEN GROUP	8742	6193	6074	8271	X
Firenze	ENIPOWER R	132	ENIPOWER (B)	3238	2219	2106	3260	X
Torino	RFI TRASTA	132	RFI	3068	2331	2220	3043	
Roma	ANCONA ZI	132	ENEL-DISTRIBUZIONE	3214	2481	2370	3396	
Roma	VALLEMIANO	132	ENEL-DISTRIBUZIONE	3217	2468	2372	3399	
Torino	VENTIMIGLI	132	ENEL-DISTRIBUZIONE	1993	1357	1779	1264	
Firenze	CORNIA 2	132	ENEL-PRODUZIONE	2665	1716	1623	2588	X
Palermo	ERG NUCE N	150	ERG PETROLI	4070	2234	2144	2724	X
Palermo	ESSO	150	ESSO RAFFIN	4265	2260	2172	3294	X
Milano	UT STEF. N	132	ACC. FER.STEFANA	3255	1904	2778	1820	X
Firenze	LUCCHINI	132	LUCCHINI	3512	2285	2203	3419	
Firenze	COLMATA	132	ENEL-DISTRIBUZIONE	3604	2325	2245	3505	X
Torino	RFI VENTIM	132	RFI	1995	1338	1774	1259	X
Firenze	DALMINE	132	DALMINE	3537	2294	2219	3442	
Firenze	N.LAGO	132	ENEL-PRODUZIONE	2486	1620	1553	2419	X
Palermo	UNICEM	150	BUZZI UNICEM	4022	2168	2113	3142	X
Palermo	SCICLI	150	ENEL-DISTRIBUZIONE	1760	1136	1094	1359	
Venezia	ALTIPIANO	132	ACEGAS	3077	1973	1936	3231	
Torino	DEMONTE	132	ENEL-PRODUZIONE	2819	1136	2071	1104	X
Palermo	S.C.CAMER	150	ENEL-DISTRIBUZIONE	1770	1141	1119	1365	
Venezia	MARGHERA	132	ENEL PRODUZIONE	4398	2696	2675	3581	X
Torino	ACCEGLIO	132	ENEL-PRODUZIONE	981	767	747	864	X
Roma	FS NOMENTA	132	RFI	1455	824	805	1425	X
Torino	FEDIO	132	ENEL-PRODUZIONE	2510	1074	1894	1055	X
Torino	PONTE MARM	132	ENEL-PRODUZIONE	1108	848	831	958	X
Torino	P.MARM.CP	132	ENEL-DISTRIBUZIONE	1108	848	831	958	X
Roma	FS PRENEST	132	RFI	1138	968	954	1132	
Venezia	CA'EMIL.	132	ENEL DISTRIBUZIONE	4362	2684	2671	3566	X
Roma	POMEZIA	150	ENEL-DISTRIBUZIONE	3678	2691	3039	2679	
Torino	ILVA CORNI	220	ILVA (B)	7230	5921	5912	6417	X
Palermo	BORSELLINO	150	ENEL-DISTRIBUZIONE	3321	1941	1935	2996	
Cagliari	NURAXI FIG	150	CARBOSULCIS	2504	1123	1118	1440	X
Firenze	FS CASCINA	132	RFI	621	550	549	616	

9. SERVIZI DI INTERROMPIBILITÀ

Con cadenza annuale il Gestore della rete indica il ricorso effettuato ai servizi di interrompibilità nel corso dell'anno, con evidenza del numero di utenti interessati, della tipologia di servizi e della loro frequenza e durata, anche con disaggregazione su base regionale.

Le **interruzioni** gestite nell'ambito del servizio di interrompibilità sono computate come **interruzioni** solo nel caso accidentale in cui provochino interruzione ad altri utenti della rete diversi da quelli che hanno sottoscritto i contratti di interrompibilità.

Con cadenza annuale il **Gestore della rete** indica il ricorso effettuato ai servizi di interrompibilità nel corso dell'anno, con evidenza del numero di utenti interessati, della tipologia di servizi e della loro frequenza e durata, anche con disaggregazione su base regionale.

9.1 Ricorso al servizio di interrompibilità nel corso dell'anno 2007

Il servizio di interrompibilità del carico, con e senza preavviso consente a TERNA di disporre di una quantità di potenza interrompibile che può essere utilizzata:

- nel caso di interrompibilità istantanea, cioè senza preavviso, prevalentemente per ricostituire con rapidità riserva e bilanciamento in tempo reale;
- nel caso di interrompibilità con preavviso, per delimitare alle situazioni di effettivo rischio per il sistema elettrico nazionale il ricorso all'attivazione di procedure di alleggerimento prolungato del carico a rotazione.

Nel corso del 2007 si sono verificati più situazioni di criticità del sistema nelle quali la disponibilità dei carichi interrompibili è risultata fondamentale per evitare o comunque limitare interruzioni di carico.

Nella tabella che segue si riporta il numero degli impianti che hanno prestato il servizio di interrompibilità per l'anno 2007 e la potenza contrattuale.

	Numero Impianti	Potenza Contrattualizzata [MW] (*)
Istantanea	234	2870
Con Preavviso	130	783
Totale	-	3700

(*) a seguito assegnazione interrompibilità istantanea e di emergenza 2007

Nella tabella 9 viene riportato un riepilogo dei distacchi avvenuti durante il corso dell'anno 2007 con dettaglio sulle quantità di Energia utilizzata nei servizi di interrompibilità "con Preavviso" ed "Istantanea".

Gli stessi valori di energia vengono di seguito riportati suddivisi su base regionale nella tabella 10.

Tabella 9
Stima energia non fornita (MWh) a seguito del distacco di utenti con contratto di interrompibilità
Periodo Gennaio-Dicembre 2007

Giorno	Tot. Energia non fornita [MWh]	con Preavviso [MWh]	Tempo Reale [MWh]
19/01/2007	23,33		23,33
21/04/2007	192,61		192,61
27/05/2007	48,88		48,88
04/06/2007	237,25		237,25
21/06/2007	135,66		135,66
25/06/2007	174,56	20,44	154,12
26/06/2007	214,15	12,17	201,98
02/07/2007	285,98		285,98
06/07/2007	74,97		74,97
16/07/2007	172,44		172,44
19/07/2007	145,34		145,34
08/08/2007	19,64		19,64
14/08/2007	113,81		113,81
08/09/2007	526,93	212,18	314,75
09/09/2007	217,19	49,63	167,56
18/09/2007	71,96		71,96
26/09/2007	150,59		150,59
10/11/2007	5,63		5,63
19/11/2007	140,47	140,47	
20/11/2007	349,11	131,86	217,25
21/11/2007	422,98	343,51	79,47
22/11/2007	187,06	187,06	
24/11/2007	288,75		288,75
	4.199,28	1.097,32	3.101,96

Tabella 10
Stima energia non fornita (MWh) a seguito del distacco di utenti con contratto di interrompibilità - suddivisione per Regione
Periodo Gennaio-Dicembre 2007

Regione	Tot. Energia non fornita [MWh]	con Preavviso [MWh]	Tempo Reale [MWh]
ABRUZZI	18,41		18,41
BASILICATA	2,17		2,17
CALABRIA	4,76		4,76
CAMPANIA	23,52		23,52
EMILIA ROMAGNA	64,76		64,76
FRIULI VENEZIA GIULIA	132,26		132,26
LAZIO	23,38		23,38
LIGURIA	5,29		5,29
LOMBARDIA	1.176,24		1.176,24
MARCHE	0,00		
MOLISE	5,86		5,86
PIEMONTE	60,46		60,46
PUGLIA	10,06		10,06
SARDEGNA	1.515,83	1.033,52	482,31
SICILIA	722,24	63,80	658,44
TOSCANA	188,69		188,69
TRENTINO ALTO ADIGE	20,65		20,65
UMBRIA	63,48		63,48
VALLE D'AOSTA	15,21		15,21
VENETO	146,01		146,01
	4.199,28	1.097,32	3.101,96

10. CONTRATTI PER LA QUALITÀ PER GLI UTENTI DELLA RTN

Terna ha la facoltà di sottoporre agli Utenti della rete contratti per la qualità aventi le caratteristiche indicate agli articoli 37 e 38 del Testo integrato della qualità del servizio elettrico, approvato con deliberazione dell’Autorità 30 gennaio 2004, n. 4/04.

11. INCIDENTI RILEVANTI

Ai sensi dell’art. 35 della delibera n. 250/04 una disalimentazione costituisce un incidente rilevante se comporta un livello di energia non servita superiore a 150 MWh oppure di energia non ritirata superiore a 1.000 MWh e ha una durata superiore a 30 minuti; più incidenti, che avvengono in momenti successivi e sono imputati ad uno stesso evento eccezionale, sono considerati appartenenti al medesimo incidente rilevante. E’ il caso ad es. di più disalimentazioni (singolarmente di entità non rilevante) aventi inizio anche in istanti diversi, ma avvenute nel corso dello stesso evento meteorologico, in un’area geografica limitrofa, la cui somma complessivamente lo rende un “Incidente Rilevante”

Terna è tenuta, in base alla medesima norma, ad inviare all’Autorità un rapporto per ogni incidente rilevante sulla RTN. Il rapporto contiene, oltre altri indicatori di continuità precedentemente elencati, una descrizione dettagliata dell’evento con l’indicazione degli effetti, delle azioni messe in atto per fronteggiare la situazione e ridurre le conseguenze dell’incidente nonché l’allocazione delle responsabilità.

Si riporta di seguito una sintesi sugli incidenti rilevanti occorsi nell’anno 2007.

▪ **Incidente Rilevante Area Territoriale di Cagliari del 24 Gennaio 2007**

Descrizione degli eventi:

Nei giorni 23 e 24 Gennaio 2007 la Sardegna è stata interessata da condizioni atmosferiche particolarmente avverse caratterizzate dalla presenza di forte vento e intensi fenomeni temporaleschi.

Alle ore 03:26 del 24 gennaio si aprivano automaticamente le linee 150 kV n. 377 Olbia - Tempio e n. 346 Olbia - Olbia 2. In considerazione dell’assetto di rete in atto, conseguente all’indisponibilità della linea n. 386 Aglientu - S.Teresa, per pochi istanti una porzione della rete elettrica a 150 kV della Sardegna (zona della Gallura) rimaneva alimentata dalla rete corsa per poi spegnersi a causa dello scatto del collegamento a 150 kV SARCO.

Alle ore 03:29 si completava la rialimentazione delle C.P. coinvolte nel disservizio ed alle 03:54 con la chiusura del collegamento SARCO si ripristinava lo scambio con la Corsica.

Alle ore 05.12 si apriva automaticamente agli estremi la linea 150 kV n. 396 Siniscola 1 - S.Teodoro provocando la disalimentazione di alcune Cabine Primarie della Sardegna Nord Orientale e la separazione dalla rete corsa. Nei minuti successivi si procedeva alla rialimentazione dell’utenza disalimentata che si concludeva alle ore 05:18.

Risultando le tensioni squilibrate, Enel Distribuzione procedeva all'apertura di tutti collegamenti in MT coinvolti. Alle ore 07.59, a seguito della segnalazione del pronto intervento di Enel Distribuzione che individuava all'interno della C.P. di Siniscola 1 una calata danneggiata sulla linea 150 kV n. 396 Siniscola 1 - S.Teodoro, causa del citato squilibrio, Terna procedeva all'apertura della linea stessa per consentirne la riparazione, con conseguente spegnimento di tutta la rete elettrica a 150 kV della Sardegna Nord Orientale.

Contemporaneamente il personale Enel Distribuzione, coadiuvato da personale Terna, individuava la causa del guasto nella C.P. di Olbia in uno scaricatore danneggiato. Effettuata la riparazione, la linea rientrava in servizio alle ore 11.57, consentendo l'inizio della rialimentazione delle utenze che si concludeva alle ore 12.20.

Lo scambio con la rete corsa si ripristinava alle ore 14.27.

Di seguito si riportano i dati relativi all' Incidente rilevante:

- Energia non fornita = 271,58 MWh;
- Classificazione AEEG (1° e 2° livello): 3CE-50U "Cause Esterne – Utenti" ;

▪ **Incidente Rilevante Area Territoriale di Napoli del 28 Aprile 2007**

Descrizione degli eventi:

Il giorno 28 aprile 2007 alle ore 18:41, in condizioni meteorologiche particolarmente avverse, nella S/E Maddaloni scatto dell'interruttore della linea RTN 220 kV Maddaloni - Graftech cd Ut.Cementir Mad. ed Ut. Air Liquide a seguito di un guasto permanente presso l'impianto 220 kV dell'Utente Cementir Mad. (rottura colonnina isolatori delle sbarre 220 kV).

Di seguito si riportano i dati relativi all' Incidente rilevante:

- Energia non fornita = 306,44 MWh;
- Classificazione AEEG (1° e 2° livello): 3CE-50U "Cause Esterne – Utenti" ;

▪ **Incidente Rilevante Area Territoriale di Palermo del 26 giugno 2007**

Descrizione degli eventi:

A seguito degli incendi di considerevole intensità sviluppatasi in gran parte della regione si verificano una serie di scatti di linee tra cui, per due volte, alle 9:57 ed alle 10:41, quelli della doppia terna Partinico - Bellolampo a 220 kV, che culminavano con un regime di basse tensioni sulla rete a 150 kV e conseguente disalimentazione dell'area di Palermo.

Si verificava inoltre l'apertura dell'autotrasformatore 220/150 kV n.2 della S/E Bellolampo con un'ulteriore disalimentazione dell'area di Palermo per circa 270 MW. I tempi di rialimentazione erano tali da evitare bruschi sbilanciamenti (produzione e assorbimenti) pericolosi in regime isolato.

In concomitanza al primo scatto della linea Partinico – Bellolampo si verificava la perdita di generazione dei gruppi: Termini Imerese 4.1 (220 MW) alle ore 9:58 e Termica Milazzo (128 MW) alle ore 9:59, con conseguente riduzione rilevante della riserva disponibile.

Alle ore 11:00, a fronte degli esigui margini di riserva disponibile, venivano distaccati i clienti interrompibili, sia in tempo reale che con preavviso, per circa 21 MW.

Di seguito si riportano i dati relativi all' Incidente rilevante:

- Energia non fornita = 345,80 MWh;
- Classificazione AEEG (1° e 2° livello): 3CE-80T “Cause Esterne – Terzi” ;

▪ **Incidente Rilevante Area Territoriale di Palermo del 26 giugno 2007**

Descrizione degli eventi:

Alle 13:11 lo scoppio di un trasformatore di corrente (TA) sulla linea Caracoli – Bellolampo 2 in S/E Caracoli provocava l'apertura di tutti i collegamenti afferenti alla sbarra B della S/E Caracoli. Al guasto seguiva la perdita di 515 MW di produzione per la disconnessione dell'intera centrale di Termini Imerese.

Il sistema già degradato subiva un transitorio di frequenza che raggiungeva il valore limite di 49,28 Hz comportando l'intervento diffuso nell'Isola degli equilibratori automatici di carico (EAC) per circa 308 MW. Inoltre, il repentino degrado di tensione generatosi, causava l'intervento di alcune protezioni distanziometriche sugli elettrodotti che insistono nell'area di Palermo con ulteriore disalimentazione d'utenza.

A partire dalle ore 15:30 e fino alle 22:00 d'intesa con Enel Distribuzione si provvedeva all'applicazione della procedura PESSE. La potenza disponibile al massimo livello (il quinto) era comunque insufficiente a compensare tutto il carico disalimentato, corrispondendo ad una quantità massima di potenza nominale pari a 430 MW.

Alle ore 19:12 la ripresa del servizio veniva ulteriormente ostacolata dal fuori servizio della centrale ISAB Energy (450 MW), a causa dello scatto della linea a 380 kV Chiaramonte Gulfi - ISAB per incendio; ciò determinava il terzo intervento degli EAC per un carico stimato di circa 263 MW. La linea veniva richiusa dal CTI Bari e immediatamente dopo veniva riaperto l'estremo ISAB per il perdurare dell'incendio; tale circostanza non permetteva una previsione del rientro in esercizio della centrale.

Di seguito si riportano i dati relativi all' Incidente rilevante:

- Energia non fornita = 4761,52 MWh;
- Classificazione AEEG (1° e 2° livello): 4AC-200 “Altre Cause – Elettriche” ;

▪ **Incidente Rilevante Area Territoriale di Napoli del 24 luglio 2007**

Descrizione degli eventi:

il giorno 24 luglio 2007 alle ore 21.31, si verifica lo scoppio del TA sulla fase 12 della linea 150 kV Galatina - Casarano in S/E Galatina. Alle ore 21.37, all'atto della chiusura

dell'interruttore 150 kV stallo Casarano in S/E Galatina, si aprivano numerosi interruttori 150 kV nell'area elettrica sottesa alla S/E Galatina stessa, causando la disalimentazione estesa di Cabine Primarie. Veniva pertanto richiesto l'intervento del personale reperibile Terna per constatare la natura del guasto.

Durante il disservizio si è avuta l'anomalia dei telecomandi di tutte le C.P. con conseguenti ritardi nella rialimentazione del carico interrotto.

Di seguito si riportano i dati relativi all' Incidente rilevante:

- Energia non fornita = 385,35 MWh;
- Classificazione AEEG (1° e 2° livello): 4AC-200 "Altre Cause – Elettriche";

■ **Incidente Rilevante Area Territoriale di Napoli del 25 luglio 2007**

Descrizione degli eventi:

il giorno 25 luglio 2007 alle ore 05.56 si verifica lo scoppio del TA sulla fase 12 della linea 150 kV Galatina - Galatone in S/E Galatina, determinando la disalimentazione diffusa di Cabine Primarie nell'area elettrica sottesa la S/E Galatina.

Il personale Terna già presente in Stazione per il guasto verificatosi il giorno precedente individuava l'elemento di rete danneggiato e gli effetti prodotti dallo scoppio sugli stalli circostanti.

Dalle ore 06.27 alle ore 6.32 si procedeva all'apertura di tutti i montanti afferenti alle sbarre 150 kV in S/E Galatina.

La rialimentazione dell'utenza, iniziata alle ore 06.38, veniva completata alle ore 07.19 a causa dell'anomalia dei telecomandi di tutte le C.P. con conseguenti ritardi nella rialimentazione del carico interrotto.

Di seguito si riportano i dati relativi all' Incidente rilevante:

- Energia non fornita = 381,12 MWh;
- Classificazione AEEG (1° e 2° livello): 4AC-200 "Altre Cause – Elettriche";

■ **Incidente Rilevante Area Territoriale di Napoli del 08 agosto 2007**

Descrizione degli eventi:

Alle ore 16.37 del giorno 8 agosto 2007, a causa di un incendio esteso nella zona di Pozzuoli, ricevuta autorizzazione dalla Prefettura di Napoli, si procede all'apertura della linea 220 kV Astroni–Pozzuoli agli estremi provocando la disalimentazione delle sbarre 220 kV della C.P. Pozzuoli (proprietà Enel Distribuzione) per un carico complessivo pari a 71 MW.

La linea 220 kV Astroni – Pozzuoli rientrava in servizio alle ore 20.09 dopo lo spegnimento dell'incendio da parte degli organi competenti.

La rialimentazione del carico interrotto non è stata possibile da rete MT in quanto l'incendio coinvolgeva anche alcune linee MT di proprietà Enel Distribuzione.

Di seguito si riportano i dati relativi all' Incidente rilevante:

- Energia non fornita = 249,68 MWh;
- Classificazione AEEG (1° e 2° livello): 3CE-80T "Cause Esterne – Terzi";

■ **Incidente Rilevante Area Territoriale di Napoli del 24 agosto 2007**

Descrizione degli eventi:

Alle ore 19.47 del giorno 24 agosto 2007 scatto agli estremi delle linee 150 kV Casarano-Galatina e Galatina-Galatina C.P. (linea 1), entrambe di proprietà dell'Enel Distribuzione, a causa di un guasto verso terra determinato dalla rottura di un conduttore della linea 150 kV Casarano-Galatina.

L'apertura della linea 150 kV Casarano-Galatina avveniva in condizioni di assetto rete "non standard", a causa dei lavori programmati in S/E Galatina ed in concomitanza dell'incremento serale del carico della zona, determinando un sovraccarico sulla linea 150 kV Galatina-Porto Cesareo con derivazione Galatone.

Al fine di ripristinare il transito del suddetto collegamento entro i limiti di esercizio, si rendeva necessario operare un alleggerimento del carico dell'ordine di un centinaio di MW.

Di seguito si riportano i dati relativi all' Incidente rilevante:

- Energia non fornita = 154,45 MWh;
- Classificazione AEEG (1° e 2° livello): 3CE-50U "Cause Esterne – Utenti";

■ **Incidente Rilevante Area Territoriale di Palermo del 04 novembre 2007**

Descrizione degli eventi:

Alle ore 22:49 del giorno 03 novembre 2007, in condizione meteorologiche molto perturbate, si registra nella S/E 150 kV di Augusta l'apertura intempestiva dell'interruttore relativo al cliente Unicem.

Gli scatti si ripetono fino alle ore 02:57 quando a seguito di un'ulteriore apertura intempestiva dell'interruttore che alimenta l'Ut. Unicem, al successivo tentativo di richiusura manuale si registra lo scatto sottomano dello stesso: si decide pertanto di lasciare il collegamento aperto. Il proprietario della linea richiede il pronto intervento, attivando il contratto di manutenzione linee in service con Terna.

Alle ore 14.10 del 04 Novembre 2007, dopo vari tentativi per l'individuazione del guasto, veniva individuata la causa del disservizio nella perdita di isolamento del cavo dei circuiti BT da cui proviene il comando di scatto della protezione di massima corrente.

Di seguito si riportano i dati relativi all' Incidente rilevante:

- Energia non fornita = 157,34 MWh;
- Classificazione AEEG (1° e 2° livello): 4AC-200 “Altre Cause – Elettriche”;

▪ **Incidente Rilevante Area Territoriale di Roma del 08 dicembre 2007**

Descrizione degli eventi:

Il giorno 08 dicembre 2007 alle ore 06.08 si verificava un guasto monofase evoluto in bifase con terra (dopo circa 140 ms) sulla linea a 132 kV Pietrafitta – Cappuccini di proprietà Terna.

In S/E Pietrafitta si verificava l’apertura tripolare definitiva in 1° gradino mentre a S/E Cappuccini, non essendosi avviata la protezione distanziometrica di linea, l’interruttore restava chiuso.

Questa anomalia provocava l’intervento di riserva delle protezioni distanziometriche installate sui siti d’Utente afferenti la S/E Cappuccini.

Inoltre, andavano fuori servizio i Gruppi 1 e 2 di Bastardo (per 100 MW), il Gruppo 1 di Preci (per 2,5 MW) e il Gruppo di Triponzo (per 1,5 MW). I suddetti eventi provocavano inoltre la disalimentazione di ulteriori Cabine Primarie e dei TR 132/20 e 132/10 kV presenti nella S/E di Cappuccini e nella C.le di Bastardo.

Di seguito si riportano i dati relativi all’ Incidente rilevante:

- Energia non fornita = 7,33 MWh;
- Energia non ritirata = 2050,33 MWh;
- Classificazione AEEG (1° e 2° livello): 4AC-200 “Altre Cause – Elettriche”;

▪ **Incidente Rilevante Area Territoriale di Cagliari del 17 dicembre 2007**

Descrizione degli eventi:

In presenza di condizioni meteorologiche particolarmente avverse con forti e persistenti nevicate su tutta la Sardegna, alle 10.53 si apriva agli estremi la linea a 150 kV n. 365 Chilivani – Ozieri e alle 10.55 falliva la richiusura manuale a causa di un guasto bifase.

Alle 10.59 si apriva la linea a 150 kV n. 376 Coghinas – Tempio, lato Tempio, e agli estremi la linea a 150 kV n. 665 Tula – Coghinas, per rottura conduttore.

Conseguentemente a questi due eventi si perdeva la produzione del gruppo idrico della centrale di Coghinas, che erogava in rete circa 10 MW e si disalimentava l’utenza del TR di carico di Enel Distribuzione presente nell’impianto di Coghinas.

In seguito a questo evento risultavano indisponibili per l’alimentazione dell’area Nord-Est dell’Isola, la direttrice del Taloro (fuori servizio dell’ATR 2 e concomitanza dell’anomalia dei telecomandi) e due direttrici in partenza dalla S/E di Codrongianos.

In queste condizioni, alle ore 11.01 nella C.P. di Viddalba si apriva la linea a 150 kV n. 387 Aglientu e si determinava la separazione della rete della Sardegna Nord-Orientale dalla restante rete dell’Isola. Contestualmente si verificava l’inversione del transito sul collegamento SARCO, che costituiva l’unica fonte di alimentazione per la Sardegna Nord Orientale.

Il deficit di potenza, stimato intorno a 240 MW provocava in Corsica un rapido degrado della frequenza fino ad un valore di 46.5 Hz causando l'intervento degli EAC.

Di seguito si riportano i dati relativi alle mancate produzioni sull'Incidente Rilevante:

- Energia non fornita = 447,84 MWh;
- Energia non ritirata = 26,35 MWh;
- Classificazione AEEG (1° e 2° livello): 4AC-300 "Altre Cause – Ambientali";

12. ELENCO DEI DOCUMENTI PUBBLICATI DA TERNA

Nel seguito si riporta l'elenco dei documenti pubblicati sul sito internet di Terna sull'argomento Qualità del servizio di trasmissione negli anni 2005, 2006, 2007 e 2008.

1. Livelli minimo e massimo del valore efficace della tensione 380-220-150-132 kV della rete rilevante anno 2008 11/03/2008
2. Livelli minimo e massimo del valore efficace della tensione 380-220-150-132 kV della rete rilevante 13/06/2007
3. Valori minimi e massimi convenzionali di potenza di cortocircuito della rete rilevante con tensione 380-220-150-132 kV 01/06/2007
4. Rapporto annuale per l'anno 2006 – Qualità del servizio di Trasmissione 10/05/2007
5. Qualità del servizio di trasmissione – Livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione per l'anno 2007 02/03/2007
6. Determinazione e verifica dei valori minimi e massimi convenzionali della potenza di cortocircuito per i siti direttamente connessi alla RTN 12/05/2006
7. Livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione per l'anno 2006 26/01/2006
8. Elenco preliminare degli impianti per le campagne di misura 21/10/2005
9. Qualità della tensione sulla RTN: piano per l'avvio di campagne su misura 05/09/2005
10. Caratteristiche della tensione sulla RTN: criteri di misura 15/07/2005