

QUALITA' DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE
RAPPORTO ANNUALE
PER L'ANNO 2010

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

Aprile 2011

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.....	5
3. QUALITA' DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE	8
3.1 Classificazione e registrazione delle interruzioni	8
3.2 Indici di continuità del servizio della rete di trasmissione soggetti al meccanismo di incentivazione/penalità	9
3.2.1. ENSR - Energia non fornita di riferimento (MWh).....	9
3.2.2. NDU - Numero disalimentazioni per singolo Utente	10
3.2.3. QSD - Quota di Utenti senza disalimentazioni.....	14
3.3 Indici di continuità del servizio della rete di trasmissione di processo interno	17
3.3.1. SAIFI + MAIFI - Numero medio di disalimentazioni brevi e lunghe per Utente..	17
3.3.2. ENS - Energia non fornita per le interruzioni con disalimentazioni (MWh)	19
3.3.3. ENR - Energia non ritirata dalle unità di produzione (MWh).....	20
3.3.4. AIT - Tempo medio di disalimentazione di sistema (min./periodo)	21
3.3.5. DMI - Durata media delle interruzioni con disalimentazione lunghe per Utente (min.)	22
3.4 Energia non fornita: suddivisione per Cause	23
3.5 Interruzioni transitorie sui siti degli Utenti direttamente connessi alla RTN	24
4. QUALITÀ DELLA TENSIONE.....	25
5. CARATTERISTICHE DELLA QUALITÀ DELLA TENSIONE	26
6. CAMPAGNA DI MISURA.....	26
6.1 Generalità.....	26
6.2 Strumenti di misura.....	28
6.3 Siti interessati alla campagna di misura	28
7. LIVELLI REGISTRATI DELLA QUALITÀ DELLA TENSIONE	30
7.1 Buchi di tensione	30
7.2 Armoniche	38
7.3 Asimmetria.....	41
7.4 Flicker.....	44
7.5 Variazioni della Tensione	47
7.6 Variazioni della frequenza	48
7.7 Riepilogo confronto livelli misurati con target 2010.....	49
8. VERIFICA DELLA POTENZA DI CORTO CIRCUITO	49
9. SERVIZI DI INTERRUPIBILITÀ.....	52
9.1 Ricorso al servizio di interrompibilità nel corso dell'anno 2010.....	53
10. CONTRATTI PER LA QUALITÀ PER GLI UTENTI DELLA RTN	54
11. INCIDENTI RILEVANTI.....	54
12. ELENCO DEI DOCUMENTI PUBBLICATI DA TERNA.....	56

1. PREMESSA

L'art. 32.4 dell'Allegato A alla 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 (in Regolazione ovvero di processo interno) per l'intero sistema e per singola Area con i corrispondenti livelli attesi (Allegato 54 al Codice di Rete, Del. 341/07).
- 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 2011 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 2011 – par. 4.7).

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 interventi di sviluppo previsti nel Piano di Sviluppo della RTN.

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 2009. Tali valori sono stati calcolati considerando in servizio le centrali attualmente esistenti e quelle future che risultano aver ottenuto le necessarie autorizzazioni.

	Pcc Massima (MVA)		Pcc Massima (MVA)	
	380 kV		220 kV	
	Rete previsionale	Incremento %	Rete previsionale	Incremento %
Valore Minimo	6.500	260%	1.050	175%
1st Quartile	15.900	17%	4.950	10%
Mediana	18.600	5%	7.500	5%
Valore medio	19.200	11%	8.900	16%
3rd Quartile	22.700	8%	11.900	12%
Valore Massimo	33.600	11%	24.800	47%

	Pcc Massima (MVA)		Pcc Massima (MVA)	
	150 kV		132 kV	
	Rete previsionale	Incremento %	Rete previsionale	Incremento %
Valore Minimo	400	2%	270	6%
1st Quartile	2.300	17%	2.000	6%
Mediana	3.000	21%	2.900	10%
Valore medio	3.400	23%	3.100	15%
3rd Quartile	4.300	25%	3.900	16%
Valore Massimo	11.900	70%	12.000	51%

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

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 2009.

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 sensibili¹.

Il calcolo delle potenze di corto circuito è stato effettuato secondo i criteri indicati nell'allegato A.8 "Correnti di corto circuito e tempo di eliminazione dei guasti negli impianti delle reti a

¹ Si segnala che non sono da escludere localmente variazioni negative dei livelli delle potenze di corto circuito massime e minime, a seguito di particolari assetti di generazione ed esercizio attuali o futuri o di razionalizzazioni di estese porzioni di rete di trasmissione o distribuzione dell'energia elettrica

tensione uguale o superiore a 120 kV” al Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete.

In particolare, 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. Trattandosi di una situazione previsionale, il parco di generazione considerato non è strettamente confrontabile con quello utilizzato per l'anno 2009, 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	720	0%	330	14%
1st Quartile	6.400	41%	2.000	22%
Mediana	8.900	34%	3.600	21%
Valore medio	9.500	36%	4.800	35%
3rd Quartile	12.700	38%	6.900	33%
Valore Massimo	24.100	52%	16.800	45%

	Pcc Minima convenzionale (MVA)		Pcc Minima convenzionale (MVA)	
	150 kV		132 kV	
	Rete previsionale	Incremento %	Rete previsionale	Incremento %
Valore Minimo	170	2%	180	2%
1st Quartile	750	19%	800	10%
Mediana	1.100	21%	1.200	16%
Valore medio	1.600	49%	1.400	22%
3rd Quartile	1.800	35%	1.800	15%
Valore Massimo	7.400	73%	7.700	62%

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

Il calcolo nei singoli nodi della rete è stato eseguito ipotizzando indisponibile il componente di rete 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 della Delibera 341/07 e successivi aggiornamenti e del Capitolo 11 del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (in seguito Codice di rete), l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas ha definito i livelli obiettivo (target) di qualità del servizio relativi agli anni 2008-2011 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 169/08.

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 54 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 continuità del servizio della rete di trasmissione soggetti al meccanismo di incentivazione/penalità

3.2.1. ENSR - Energia non fornita di riferimento (MWh)

L'indicatore ENSR si riferisce all'intera rete nazionale ed a tutti i livelli di tensione. Viene calcolato di norma su base mensile e annuale ed è pari all'ammontare di energia non fornita, per tutti gli eventi con disalimentazione che abbiano interessato, anche parzialmente, la RTN 2008 (esclusa la rete RTN Telat) e valutata per le tipologie di Utenti (diretti alla RTN 2008 ed indiretti alla RTN). Viene calcolata in corrispondenza delle seguenti cause origine riportate nella tabella "Classificazione delle interruzioni":

- Cause 1CD – 20D (effetto Utenti Diretti e Indiretti)
- Cause 2FM – 30R (effetto Utenti Diretti e Indiretti)
- Cause 2FM – 30U (effetto Utenti Diretti)
- Cause 3CE – 50U (effetto Utenti Diretti)
- Cause 3CE – 70C (effetto Utenti Diretti)²
- Cause 4AC – Tutte (effetto Utenti Diretti e Indiretti)

Nella classificazione 1CD – 20D sono inserite anche le disalimentazioni causate da interventi degli EAC o di teledistacchi o di altri sistemi di difesa, anche se installati sul lato MT di impianti di trasformazione AAT/MT o

AT/MT sia direttamente connessi alla RTN 2008 che non direttamente connessi alla RTN.

Nella classificazione 3CE-50U sono inserite le disalimentazioni che hanno avuto origine su elementi di rete appartenenti a siti Utente AT connessi direttamente alla RTN 2008.

² Danneggiamenti e contatti accidentali con mezzi meccanici (disalimentazioni provocate da terzi quali contatti accidentali con autogru e scavatrici, ecc...).

Nella classificazione 3CE-40I sono inserite le disalimentazioni che hanno avuto origine su elementi di rete appartenenti a siti Utente AT non direttamente connessi alla RTN 2008 ovvero su altre reti non facenti parte della RTN (es. linea AT di terzi, ecc...).

Sono altresì inclusi nel computo dell'ENSR tutte le disalimentazioni occorse a seguito di incidenti rilevanti, classificabili con una delle cause origine che concorrono al calcolo di ENSR secondo la tabella "Classificazione delle interruzioni", con un valore di energia non fornita fino a 40.000 MWh e per la quale si applica convenzionalmente la funzione di limitazione di cui alla tabella 1 - delibera 341/07 AEEG. Fino al 31 dicembre 2011 sono escluse dal calcolo della ENSR tutte le disalimentazioni aventi origine sulla rete RTN TELAT.

I dati vengono forniti in fig. 1 relativamente alla performance annuale dell'indice ENSR, nel periodo 2001-2010 e con arrotondamento all'unità.

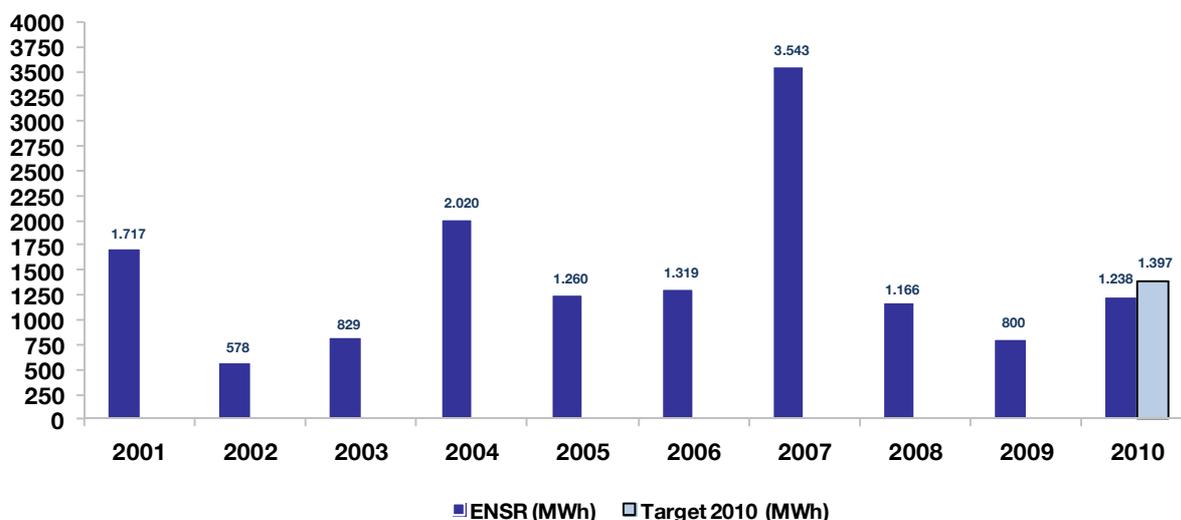


Fig.1 – Andamento 2001-2010 performance annuale indicatore ENSR

I risultati di esercizio mostrano una performance annuale per l'anno 2010 migliore rispetto al target di riferimento.

3.2.2. NDU - Numero disalimentazioni per singolo Utente

L'indice NDU (N° disalimentazioni /N° Utenti direttamente connessi a RTN 2008) è calcolato, per tutti i livelli di tensione, per tutti gli eventi che hanno prodotto interruzioni con

disalimentazione degli Utenti direttamente connessi alla RTN 2008, con origine nella medesima RTN 2008 e per tutte le cause di primo livello 4AC ovvero per le cause di 2° livello 2FM-30R e 3CE-70C, così come riportate nella tabella “Classificazione delle interruzioni”.

Dal calcolo dell’indicatore NDU sono altresì incluse tutte le interruzioni degli Utenti direttamente connessi alla RTN 2008 occorse a seguito di incidenti rilevanti, classificabili con una delle cause origine che concorrono al calcolo di NDU secondo la tabella “Classificazione delle interruzioni”. Fino al 31 dicembre 2011 sono escluse tutte le disalimentazioni con origine sulla RTN TELAT.

L’indice NDU è calcolato su base mensile e annuale separatamente per le aree geografiche corrispondenti alle Aree Territoriali (viene calcolato anche per l'intero ambito TERNA ai soli fini del processo interno di Terna).

Nelle figure (2a-2h) vengono forniti i dati relativamente alle performance annuali per gli anni 2009 e 2010 dell’indice NDU, con arrotondamento alla terza cifra decimale.

Area Territoriale Torino:

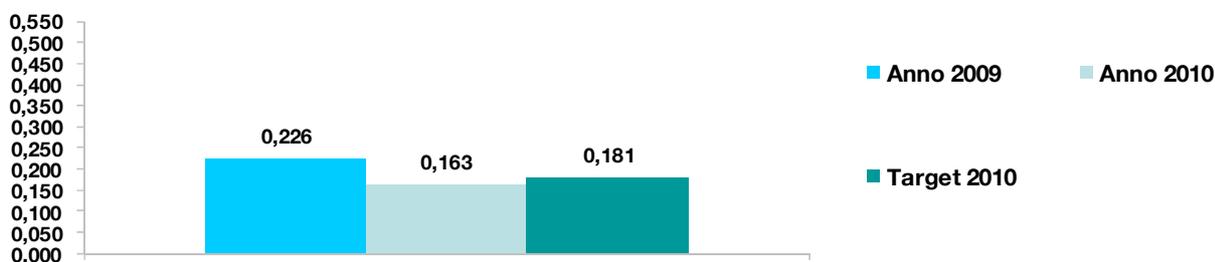


Fig.2a – Andamento performance annuale (anni 2009-2010) indicatore NDU per l’Area Territoriale di Torino

Area Territoriale Milano:

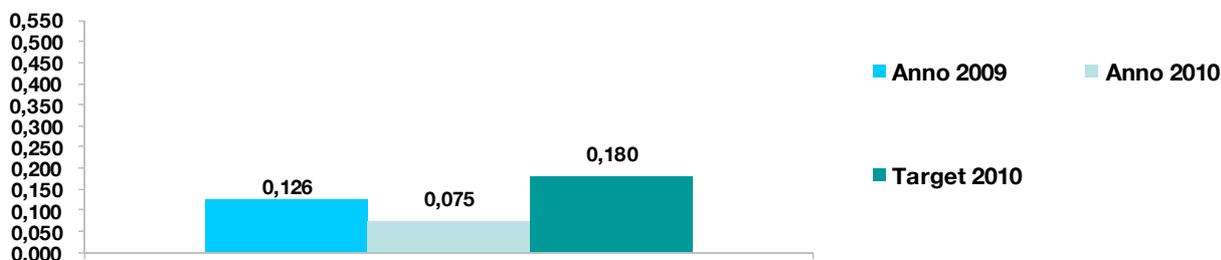


Fig.2b – Andamento performance annuale (anni 2009-2010) indicatore NDU per l’Area Territoriale di Milano

Area Territoriale Padova:

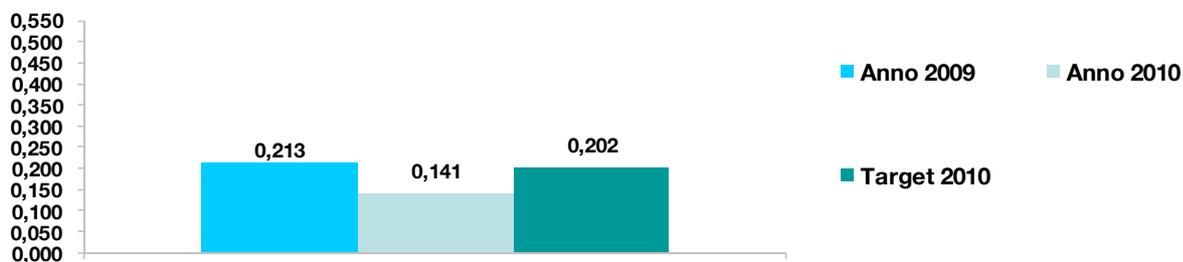


Fig.2c – Andamento performance annuale (anni 2009-2010) indicatore NDU per l'Area Territoriale di Padova

Area Territoriale Firenze:

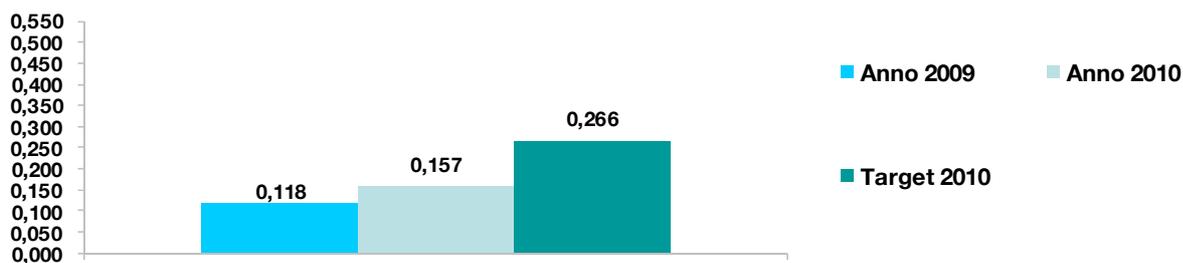


Fig.2d – Andamento performance annuale (anni 2009-2010) indicatore NDU per l'Area Territoriale di Firenze

Area Territoriale Roma:

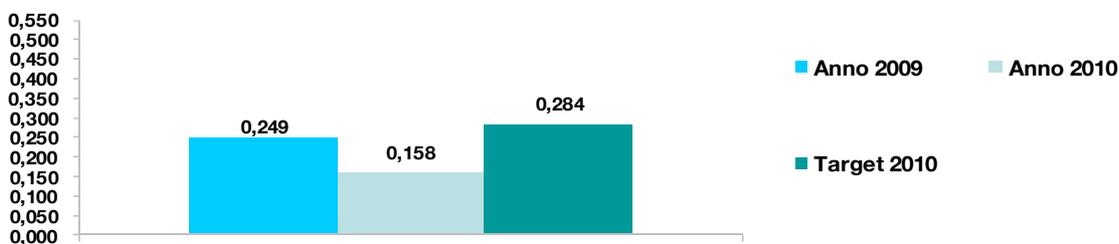


Fig.2e – Andamento performance annuale (anni 2009-2010) indicatore NDU per l'Area Territoriale di Roma

Area Territoriale Napoli:

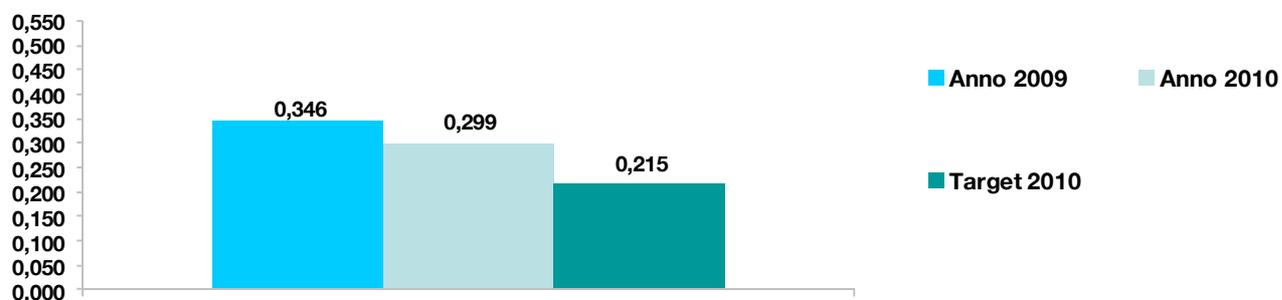


Fig.2f – Andamento performance annuale (anni 2009-2010) indicatore NDU per l'Area Territoriale di Napoli

Area Territoriale Palermo:

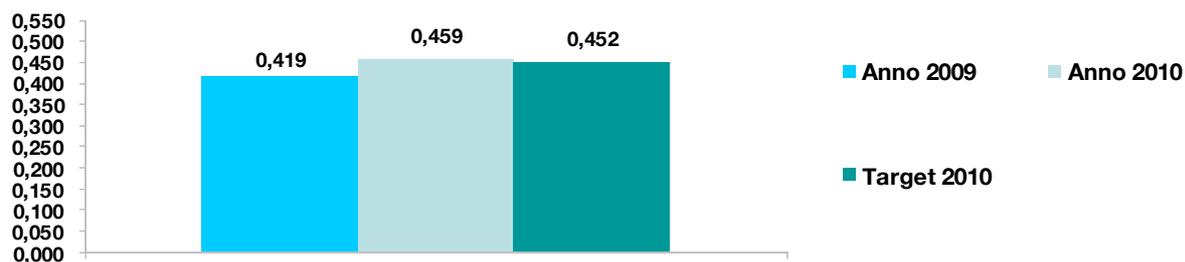


Fig.2g – Andamento performance annuale (anni 2009-2010) indicatore NDU per l'Area Territoriale di Palermo

Area Territoriale Cagliari:

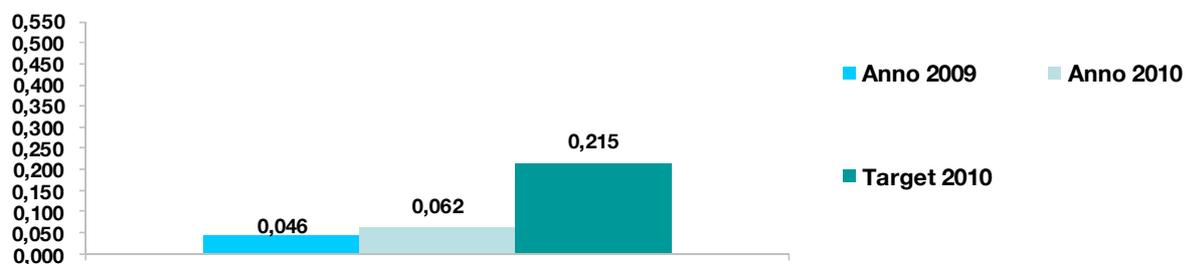


Fig.2h – Andamento performance annuale (anni 2009-2010) indicatore NDU per l'Area Territoriale di Cagliari

I risultati di esercizio mostrano una performance annuale per l'anno 2010 migliore rispetto al target di riferimento per ciascun Area Territoriale, ad eccezione delle aree di Palermo e Napoli.

3.2.3. QSD - Quota di Utenti senza disalimentazioni

L'indice QSD (n° Utenti senza disalimentazioni / n° tot Utenti direttamente connessi a RTN2008) è calcolato, per tutti i livelli di tensione, con riferimento agli Utenti direttamente connessi alla RTN 2008, che non hanno subito alcuna interruzione con disalimentazione a seguito delle cause 4AC-tutte, 2FM-30R e 3CE-70C riportate nella tabella "Classificazione delle interruzioni".

Nel calcolo dell'indicatore QSD sono altresì incluse tutte le interruzioni degli Utenti direttamente connessi alla RTN 2008 occorse a seguito di incidenti rilevanti, classificabili con una delle cause origine che concorrono al calcolo di QSD secondo la tabella "Classificazione delle interruzioni".

Fino al 31 dicembre 2011 sono escluse tutte le disalimentazioni con origine sulla RTN TELAT.

L'indice QSD è calcolato su base mensile e annuale separatamente sia per le aree geografiche corrispondenti alle Aree Territoriali sia per l'intero ambito TERNA.

Nelle figure (3a-3i) vengono forniti i dati relativamente alle performance annuali conseguite negli anni 2009 e 2010 per l'indice QSD, con arrotondamento alla terza cifra decimale.

Ambito nazionale TERNA:

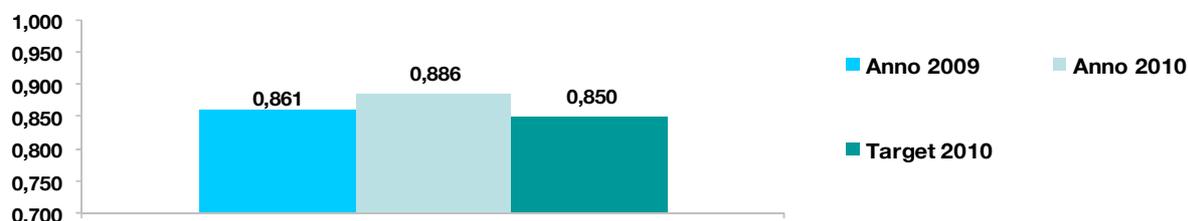


Fig.3a – Andamento performance annuale (anni 2009 e 2010) indicatore QSD per l'intero ambito nazionale TERNA

Area Territoriale Torino:

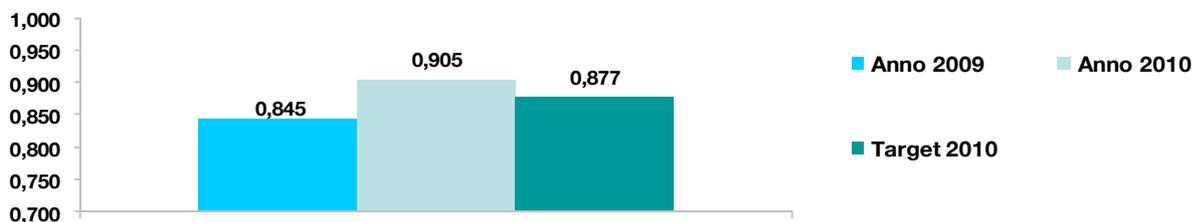


Fig.3b – Andamento performance annuale (anni 2009 e 2010) indicatore QSD per l'Area Territoriale di Torino

Area Territoriale Milano:

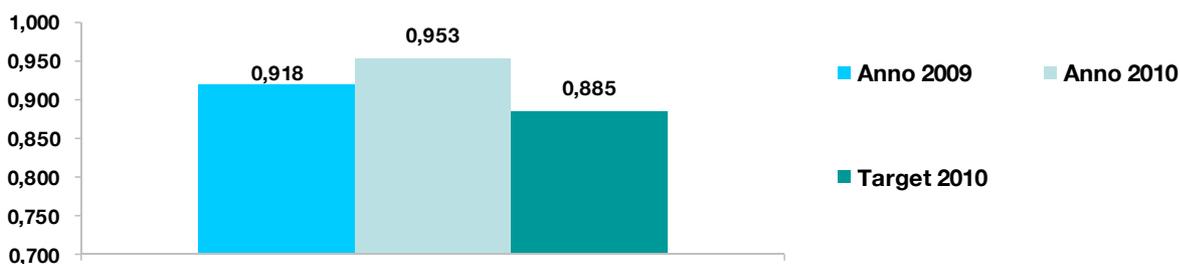


Fig.3c – Andamento performance annuale (anni 2009 e 2010) indicatore QSD per l'Area Territoriale di Milano

Area Territoriale Padova:

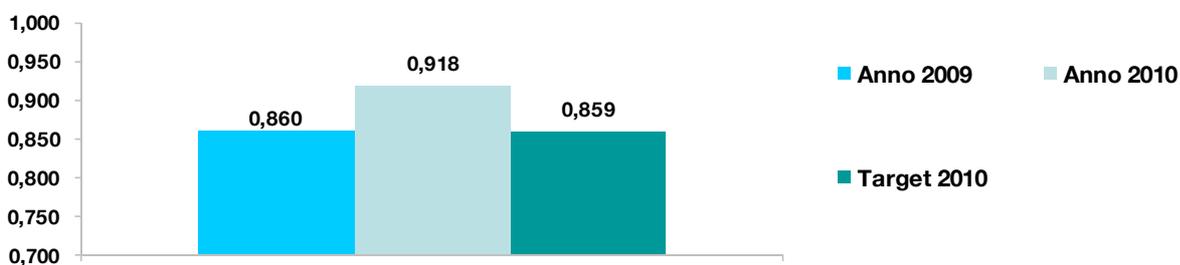


Fig.3d – Andamento performance annuale (anni 2009 e 2010) indicatore QSD per l'Area Territoriale di Padova

Area Territoriale Firenze:

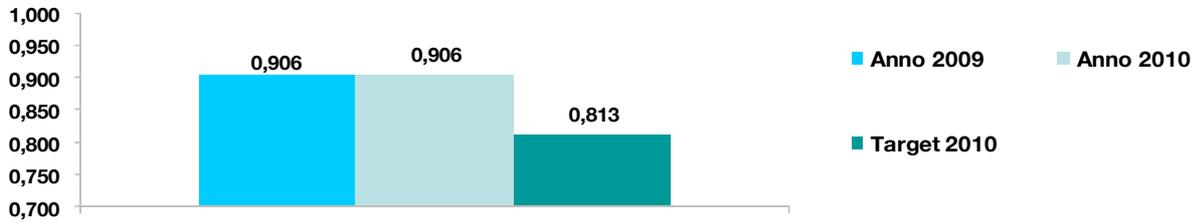


Fig.3e – Andamento performance annuale (anni 2009 e 2010) indicatore QSD per l'Area Territoriale di Firenze

Area Territoriale Roma:

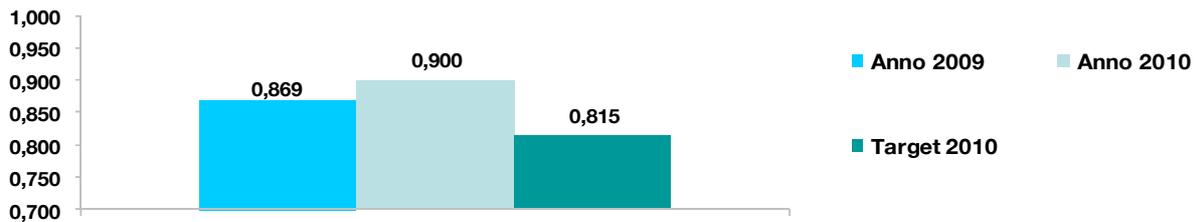


Fig.3f – Andamento performance annuale (anni 2009 e 2010) indicatore QSD per l'Area Territoriale di Roma

Area Territoriale Napoli:

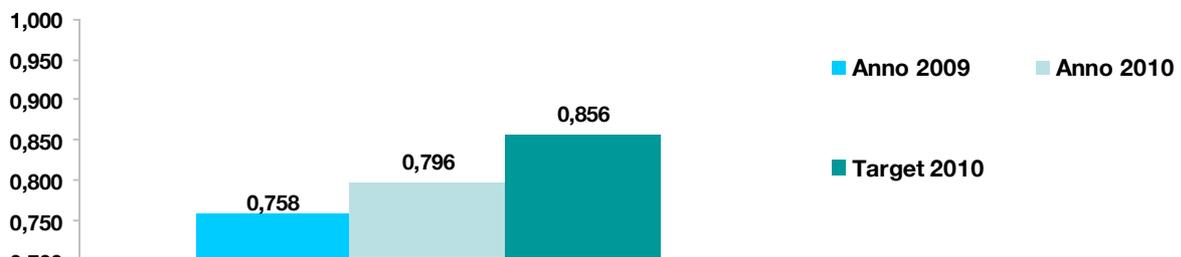


Fig.3g – Andamento performance annuale (anni 2009 e 2010) indicatore QSD per l'Area Territoriale di Napoli

Area Territoriale Palermo:

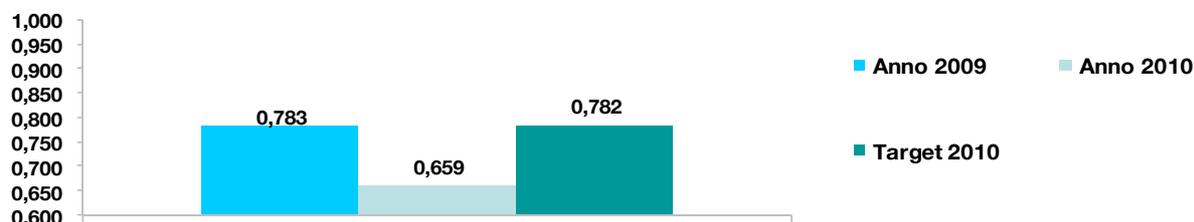


Fig.3h – Andamento performance annuale (anni 2009 e 2010) indicatore QSD per l’Area Territoriale di Palermo

Area Territoriale Cagliari:

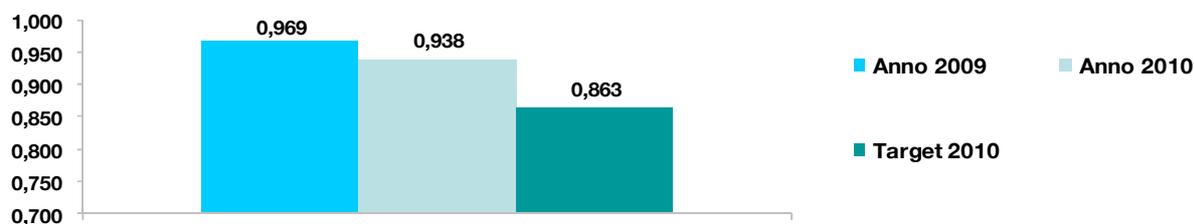


Fig.3i – Andamento performance annuale (anni 2009 e 2010) indicatore QSD per l’Area Territoriale di Cagliari

I risultati di esercizio mostrano una performance annuale per l’anno 2010 migliore rispetto al target di riferimento per ciascun Area Territoriale, ad eccezione delle aree di Palermo e Napoli.

3.3 Indici di continuità del servizio della rete di trasmissione di processo interno

3.3.1. SAIFI + MAIFI - Numero medio di disalimentazioni brevi e lunghe per Utente

L’indice SAIFI + MAIFI (n°Utente) è calcolato, per tutti i livelli di tensione, per gli eventi che hanno prodotto interruzioni con disalimentazione degli Utenti Consumatori direttamente connessi alla RTN 2008, con origine nella medesima RTN 2008 e dovuti alle cause 4AC ovvero con origine sulla rete rilevante e dovuti alle cause 3CE-70C così come riportato nella tabella “Classificazione delle interruzioni”. Dal calcolo dell’indicatore sono escluse tutte le interruzioni degli Utenti Consumatori direttamente connessi alla RTN 2008 occorse a seguito

di incidenti rilevanti e tutte le disalimentazioni con origine sulla RTN TELAT. L'indice SAIFI+MAIFI è calcolato su base mensile e annuale sia separatamente per le aree geografiche corrispondenti alle Aree Territoriali sia per l'intero ambito TERNA.

Ai fini della corretta interpretazione dei risultati di esercizio:

- Una performance inferiore rispetto al target di riferimento comporta un risultato migliore rispetto al livello atteso.
- Una performance superiore rispetto al target di riferimento comporta un risultato peggiore rispetto al livello atteso.

I dati vengono forniti con arrotondamento alla seconda cifra decimale.

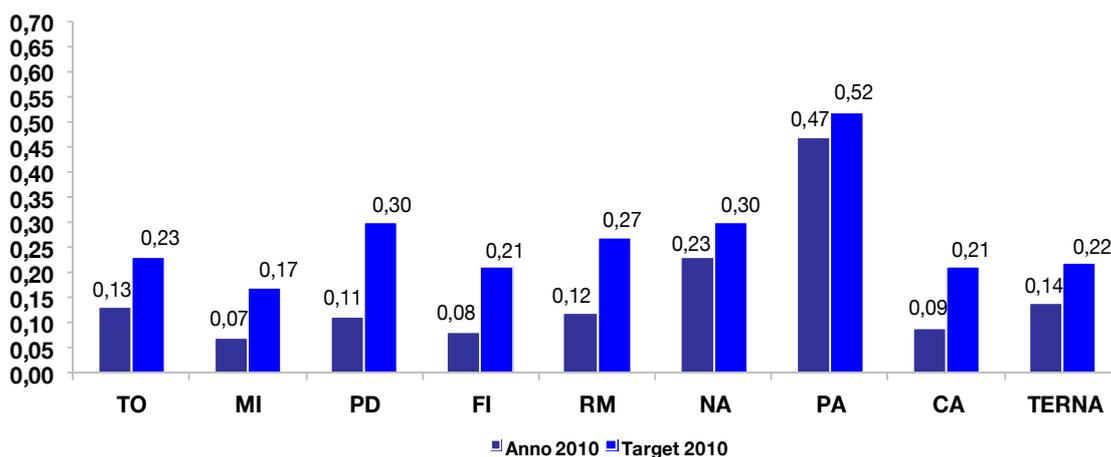


Fig.4 – Andamento performance annuale (anno 2010) indicatore SAIFI+MAIFI

I risultati di esercizio conseguiti per singola Area Territoriale e per l'intero ambito nazionale TERNA, di cui in fig. 4, mostrano una performance annuale per l'anno 2010 migliore rispetto al target³ di riferimento.

³ Target annuale definito nell'ambito del processo interno TERNA.

3.3.2. ENS - Energia non fornita per le interruzioni con disalimentazioni (MWh)

L'indice ENS è calcolato, per tutti i livelli di tensione, per gli eventi che hanno prodotto interruzioni con disalimentazione degli Utenti direttamente connessi alla RTN 2008 ed indirettamente connessi alla RTN, con origine nella medesima RTN 2008 e dovuti alle cause 4AC e con origine sulla rete rilevante e dovuti alle cause 3CE-70C così come riportato nella tabella "Classificazione delle interruzioni".

Dal calcolo dell'indicatore ENS sono escluse tutte le interruzioni degli Utenti direttamente connessi alla RTN 2008 occorse a seguito di incidenti rilevanti e tutte le disalimentazioni con origine sulla RTN TELAT.

L'indice ENS è calcolato su base mensile e annuale separatamente per le aree geografiche corrispondenti alle Aree Territoriali ovvero per l'intero ambito TERNA.

Ai fini della corretta interpretazione dei risultati di esercizio:

- Una performance inferiore rispetto al target di riferimento comporta un risultato migliore rispetto al livello atteso.
- Una performance superiore rispetto al target di riferimento comporta un risultato peggiore rispetto al livello atteso.

I dati vengono forniti con arrotondamento all'unità.

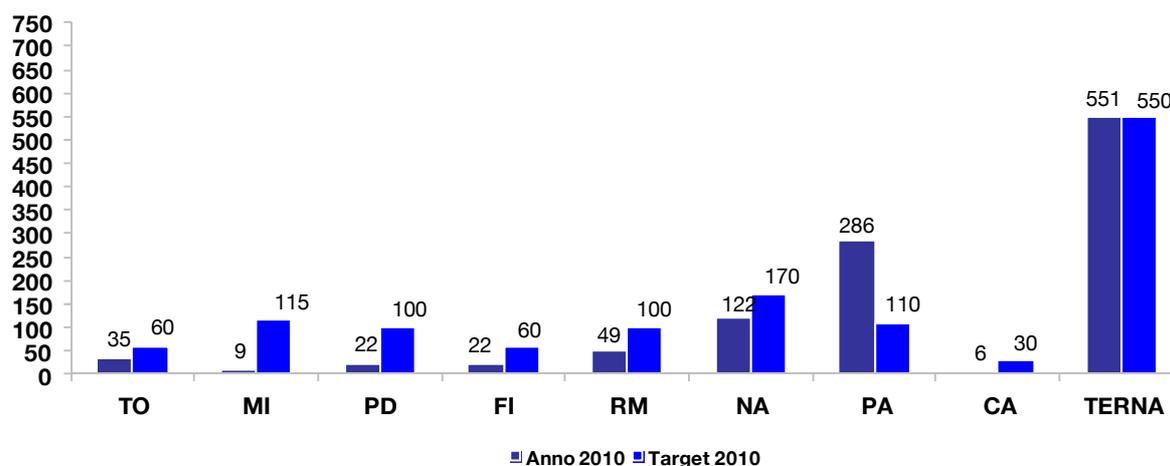


Fig.5 – Andamento performance annuale (anno 2010) indicatore ENS

I risultati di esercizio conseguiti per singola Area Territoriale e per l'intero ambito nazionale TERNA, di cui in fig. 5, mostrano una performance annuale per l'anno 2010 migliore rispetto al target⁴ di riferimento ad eccezione dell' Area Territoriale di Palermo. Tale eccezione hanno determinato un dato complessivo aziendale di poco superiore al target 2010.

3.3.3. ENR - Energia non ritirata dalle unità di produzione (MWh)

L'indice ENR è calcolato, per tutti i livelli di tensione, per gli eventi che hanno prodotto interruzioni con mancato ritiro di energia degli Utenti direttamente connessi alla RTN 2008 ed indirettamente connessi alla RTN, con origine nella medesima RTN 2008 e dovuti alle cause 4AC ovvero con origine sulla rete rilevante e dovuti alle cause 3CE-70C così come riportato nella tabella "Classificazione delle interruzioni".

Dal calcolo dell'indicatore ENR sono escluse tutte le interruzioni degli Utenti direttamente connessi alla RTN 2008 occorse a seguito di incidenti rilevanti e tutte le disalimentazioni con origine sulla RTN TELAT.

L'indice ENR è calcolato su base mensile e annuale separatamente per le aree geografiche corrispondenti alle Aree Territoriali ovvero per l'intero ambito TERNA.

I dati, riportati in fig.6, vengono forniti con arrotondamento all'unità.

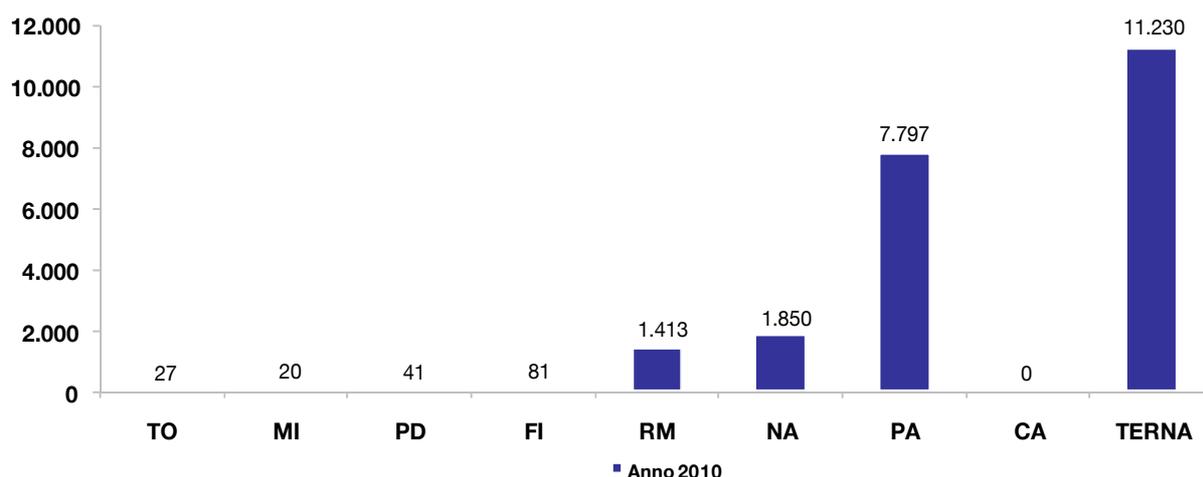


Fig.6 – Andamento performance annuale (anno 2010) indicatore ENR

⁴ Target annuale definito nell'ambito del processo interno TERNA.

3.3.4. AIT - Tempo medio di disalimentazione di sistema

L'indice AIT (min./periodo) è calcolato, per tutti i livelli di tensione, per gli eventi che hanno prodotto interruzioni con disalimentazione degli Utenti direttamente connessi alla RTN 2008 ed indirettamente connessi alla RTN, con origine nella medesima RTN 2008 e dovuti alle cause 4AC ovvero con origine sulla rete rilevante e dovuti alle cause 3CE-70C così come riportato nella tabella "Classificazione delle interruzioni".

Dal calcolo dell'indicatore AIT sono escluse tutte le interruzioni degli Utenti direttamente connessi alla RTN 2008 occorse a seguito di incidenti rilevanti e tutte le disalimentazioni con origine sulla RTN TELAT.

L'indice AIT è calcolato su base mensile e annuale sia separatamente per le aree geografiche corrispondenti alle Aree Territoriali sia per l'intero ambito TERNA.

Ai fini della corretta interpretazione dei risultati di esercizio:

- o una performance inferiore rispetto al target di riferimento comporta un risultato migliore rispetto al livello atteso
- o una performance superiore rispetto al target di riferimento comporta un risultato peggiore rispetto al livello atteso.

I dati vengono forniti con arrotondamento alla seconda cifra decimale.

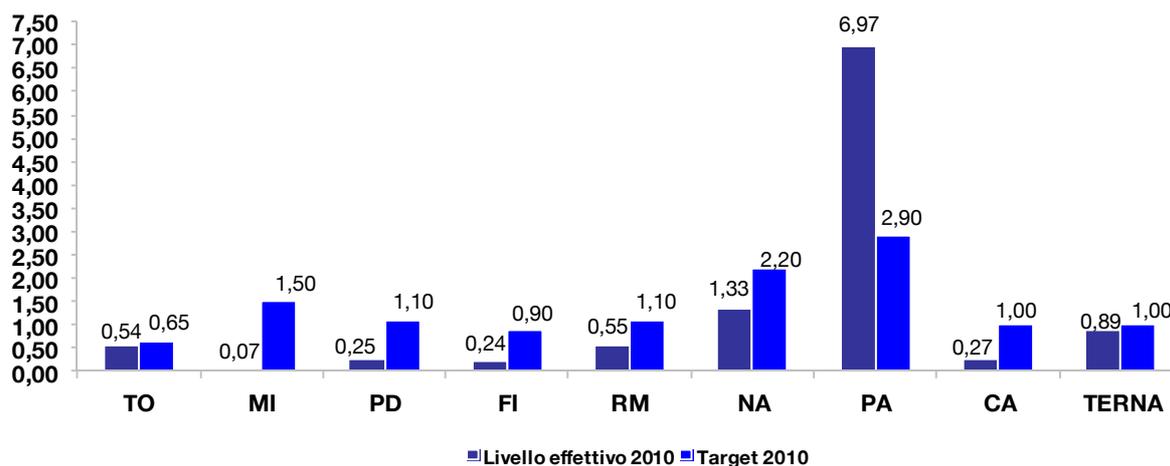


Fig.7 – Andamento performance annuale (anno 2010) indicatore AIT

I risultati di esercizio conseguiti per singola Area Territoriale e per l'intero ambito nazionale TERNA, di cui in fig. 7, mostrano una performance annuale per l'anno 2010 migliore rispetto al target⁵ di riferimento ad eccezione dell'Area Territoriale di Palermo.

3.3.5. DMI - Durata media delle interruzioni con disalimentazione lunghe per Utente (min.)

L'indice Durata Media delle Interruzioni a seguito di disalimentazioni lunghe per Utente è calcolato per tutti gli eventi che hanno prodotto interruzioni con disalimentazione lunghe degli Utenti Consumatori direttamente connessi alla RTN 2008, con origine nella medesima RTN 2008 e dovuti alle cause 4AC ovvero con origine sulla rete rilevante e dovuti alle cause 3CE-70C così come riportato nella tabella "Classificazione delle interruzioni".

Nel calcolo dell'indicatore DMI sono altresì incluse tutte le interruzioni degli Utenti direttamente connessi alla RTN 2008 occorse a seguito di incidenti rilevanti, mentre sono escluse tutte le disalimentazioni con origine sulla RTN TELAT.

L'indice DMI è calcolato su base mensile e annuale sia separatamente per le aree geografiche corrispondenti alle Aree Territoriali sia per l'intero ambito TERNA.

Ai fini della corretta interpretazione dei risultati di esercizio:

- una performance inferiore rispetto al target di riferimento comporta un risultato migliore rispetto al livello atteso
- una performance superiore rispetto al target di riferimento comporta un risultato peggiore rispetto al livello atteso.

I dati vengono forniti con arrotondamento alla seconda cifra decimale.

⁵ Target annuale definito nell'ambito del processo interno TERNA.

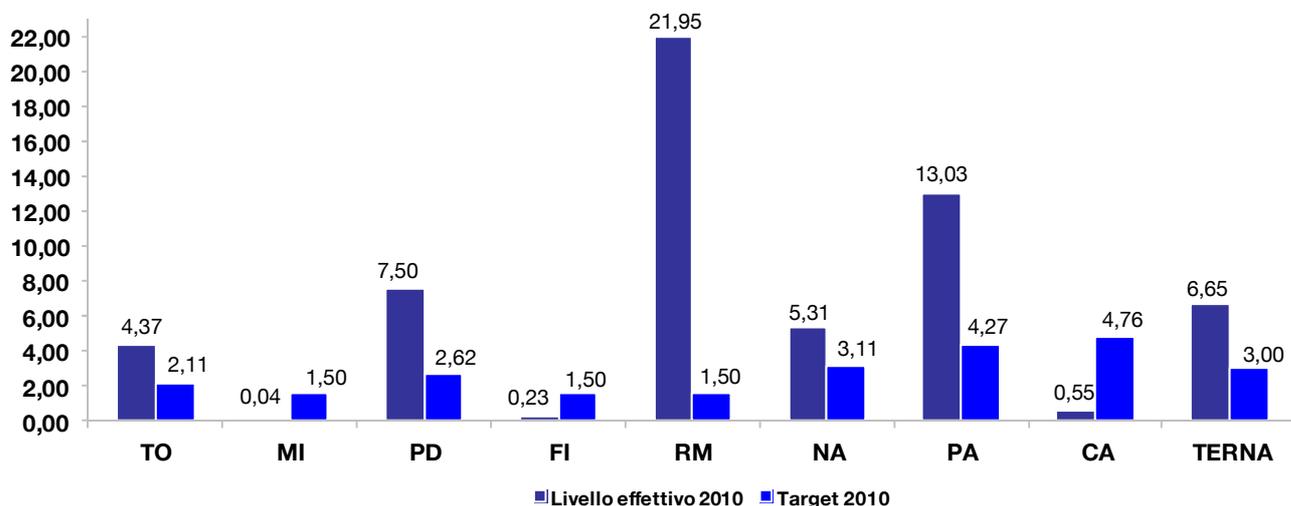


Fig.8 – Andamento performance annuale (anno 2010) indicatore DMI

I risultati di esercizio conseguiti per singola Area Territoriale e per l'intero ambito nazionale TERNA, di cui in fig. 7, mostrano una performance annuale per l'anno 2010 migliore rispetto al target⁶ di riferimento ad eccezione delle Aree Territoriali di Torino, Padova, Roma e Palermo e Napoli, tali da determinare un dato complessivo aziendale peggiore del target 2010.

3.4 Energia non fornita: suddivisione per Cause

Sulla base delle disalimentazioni degli utenti connessi direttamente ed indirettamente alla RTN 2008 registrate nelle "Schede registrazione disalimentazioni" di cui all'allegato 54 al Codice di Rete, si riportano in fig. 9 e fig. 10 rispettivamente i valori consuntivati per l'anno 2010, dell'indicatore dell'Energia non fornita sulla rete RTN, compresi ovvero esclusi gli Incidenti Rilevanti, suddivisi per Codice Causa 1° livello AEEG.

Il dato viene fornito con arrotondamento all'unità.

⁶ Target annuale definito nell'ambito del processo interno TERNA.

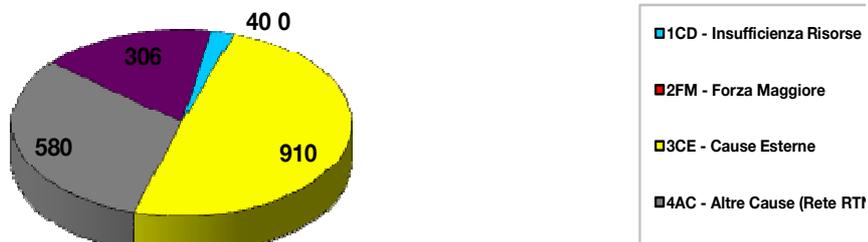


Fig.9 – Energia non fornita (MWh) suddivisa per Codice Causa 1° livello di aggregazione (esclusi gli incidenti Rilevanti) nell’anno 2010

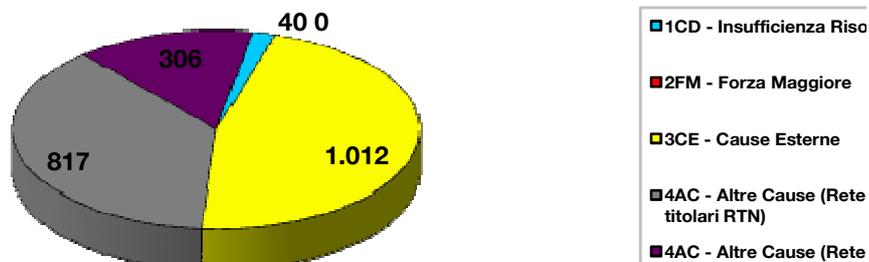


Fig. 10 - Energia non fornita (MWh) suddivisa per Codice Causa 1° livello di aggregazione (compresi gli Incidenti Rilevanti) nell’anno 2010

3.5 Interruzioni transitorie sui siti degli Utenti direttamente connessi alla RTN

A decorrere dal 1° gennaio 2007, Terna registra anche le interruzioni transitorie limitatamente agli Utenti direttamente connessi alla RTN (RTN 2008 + RTN Telat) 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 utenti⁷, in AT si possono verificare interruzioni transitorie in caso di:

- o Perturbazione transitoria su un linea che connette l’utente in modalità radiale.

⁷ La rete a 220 kV, 150 kV e 132 kV.

- o 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 2010 e suddivise per Area Territoriale:

Area Territoriale	Codice Causa 1° livello AEEG			Totale complessivo
	3CE Cause Esterne	4AC Altre Cause (RTN TERNA)	4AC Altre Cause (Rete TELAT)	
TO	1	20	55	76
MI	1	7	7	15
PD	2	14	23	39
FI	1	1	14	16
RM	10	21	27	58
NA	19	37	41	97
PA	3	25	8	36
CA	0	1	0	1
TERNA	37	126	175	338

Tab. 3 – Interruzioni transitorie Utenti direttamente connessi alla RTN, suddivise per Codice Causa 1° livello AEEG ed Area Territoriale

4. QUALITÀ DELLA TENSIONE

L'art. 31.1 della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 250/04 prevede che il Gestore della rete di trasmissione (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 definisca 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 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, aumentando i punti di misura per avere una base dati significativa 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.

Si fa presente che i dati relativi ai livelli monitorati per l'anno 2010 sono riferiti agli stessi siti e quindi possono essere fatte alcune considerazioni di confronto con i dati relativi all'anno 2009.

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 4.

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

Tab. 4 – Installazioni degli strumenti

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

- In Figura 1 la collocazione sul territorio nazionale.
- In tabella 5 la ripartizione per area territoriale.

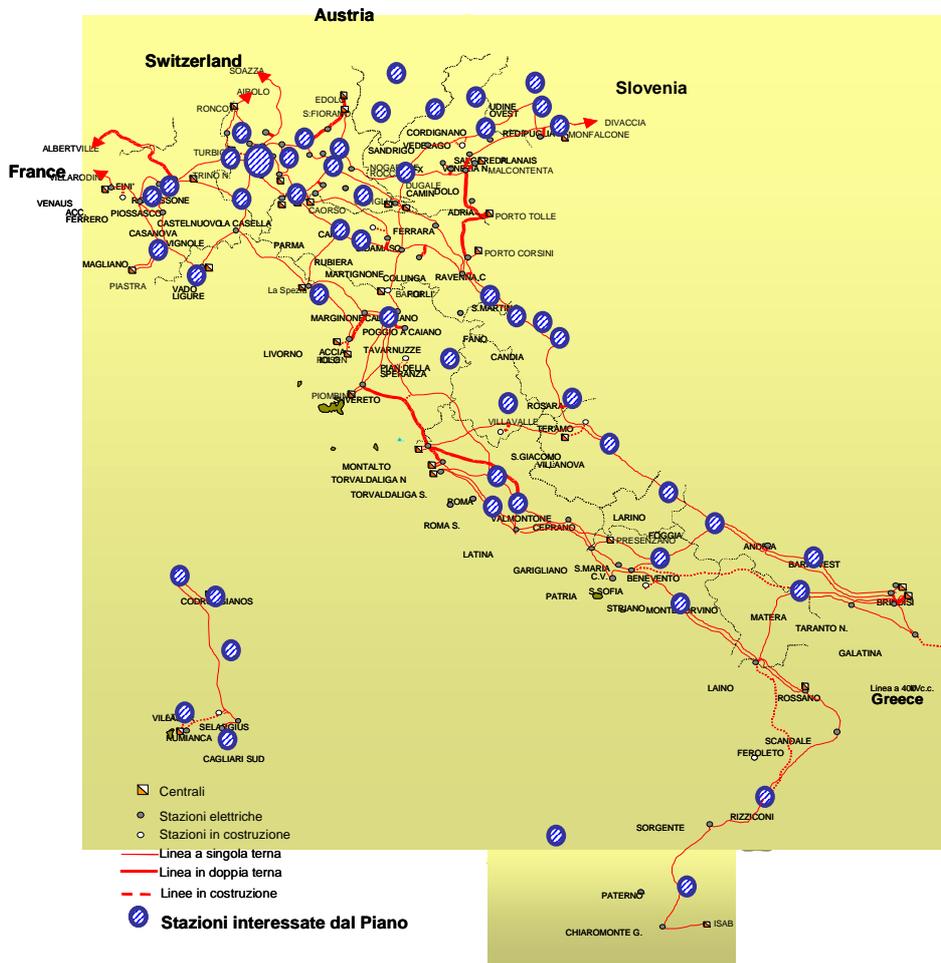


Figura 1 - Posizionamento degli Strumenti installati nelle stazioni Terna

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

Tab. 5 - 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**, aggregati per fasce di durata e di abbassamento di tensione e tipologia (unipolare, bipolare, tripolare).
- (b) **Distorsione armonica totale**.
- (c) **Asimmetria** della tensione trifase.
- (d) Indici di severità della **fluttuazione della tensione (flicker)** a breve e lungo termine.
- (e) Variazioni della frequenza.
- (f) Variazioni lente della tensione efficace.

I risultati si riferiscono alle misure effettuate sui soli strumenti installati nelle Stazioni elettriche di proprietà Terna nel periodo Gennaio 2010÷Dicembre 2010 e sono, per quanto possibile, confrontati con quelli relativi al corrispondente periodo Gennaio 2009÷Dicembre 2009.

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 registrati dall'applicativo Monique che presentino le seguenti caratteristiche:

- a) buchi di tensione (monofase e polifase) con tensione residua maggiore o uguale del 90% a causa di settaggi errati degli strumenti di misura;
- b) buchi di tensione con tensione residua nulla (o minore del 5 %) di qualsiasi durata poiché essi sono causati dal ciclo di richiusura attuato sulla rete e quindi non sono rappresentativi di guasti che provocano buchi di tensione;

- c) buchi di tensione di qualsiasi durata con tensione residua elevata (superiore all'88% della V_n) qualora la loro numerosità superi 50, perché falserebbero i risultati delle analisi tenendo conto dell'incertezza della misura;
- d) i buchi di tensione di durata 20 ms e tensione residua elevata (superiore all'85% della V_n) qualora la loro numerosità superi 50, perché falserebbero i risultati delle analisi tenendo conto dell'incertezza della misura della tensione e dei tempi;
- e) i buchi di tensione di durata superiore a 5 s e tensione residua elevata (superiore all'85% della V_n) poiché si possono considerare variazioni lente della tensione tenendo conto dell'incertezza della misura.

Oltre ad i criteri sopra indicati, non sono stati presi in considerazione i buchi di tensione di seguito elencati:

- 4 buchi di tensione monofase registrati a ROSARA A 120 kV con durata superiore a 15 s e con tensione residua pari a circa il 10%. Questi eventi non sono stati presi in considerazione in quanto la misura è anomala per tutto il periodo in esame (valore massimo e minimo quasi sempre pari a zero);
- 1161 buchi di tensione monofase registrati a ROSARA A 120 KV (su un totale di 1229) con tensione residua compresa fra l'86% e l'88%. Questi eventi non sono stati presi in considerazioni perché i singoli buchi di tensione possono essere accorpati fra loro così da ottenere variazioni lente della tensione;
- I buchi di tensione registrati a FLERO A2 A 132 KV per le loro caratteristiche di tensione residua (compresa tra l'86% e l'88%) e per la loro concentrazione in periodi limitati di tempo (tra 6 e 80 minuti),
 - 256 buchi di tensione monofase e 312 polifase registrati il giorno 15/12/2010 in circa 30 minuti,
 - 329 buchi di tensione monofase e 195 polifase registrati il giorno 14/07/2010 in circa 80 minuti,
 - 149 buchi di tensione monofase e 164 polifase registrati il giorno 19/07/2010 in circa 6 minuti.

Di seguito è riportata una tabella riassuntiva (Tabella 1) riportante la motivazione e il numero di eventi eliminati, secondo quanto affermato in precedenza.

Criterio/ Motivazione	Numero eventi eliminati	Note
<i>Criterio a</i>	Buchi monofase: 167 Buchi polifase: 31	
<i>Criterio b</i>	Buchi monofase: 4042 Buchi polifase: 143	3762 buchi registrati a PIANEZZA C A 220 KV ⁸ 157 buchi registrati a VALMONTONE A 380KV ⁹ 34 buchi registrati a SULCIS A 220 KV 31 buchi registrati a ROMA N A 150KV
<i>Criterio c</i>	Buchi monofase: 7951 Buchi polifase: 369	5397 buchi registrati a ROSARA A 120 kV
<i>Criterio d</i>	Buchi monofase: 386 Buchi polifase: 5	
<i>Criterio e</i>	Buchi monofase: 8	Registrati a ROSARA A 120 kV
<i>Altri</i>	Buchi monofase: 1899 Buchi polifase: 671	1165 buchi registrati a ROSARA A 120 kV 568 registrati a FLERO A2 A 132 KV 837 Registrati a FLERO B2 A 132 KV

Tabella 1: Riepilogo degli eventi eliminati nella campagna di misura 2010

Nella Tabella 2, Tabella 3, Tabella 4 sono riportati tutti i buchi di tensione, suddivisi per fasce di durata e tensione residua, rilevati dagli strumenti di misura durante il periodo di monitoraggio.

380 kV												
	Durata										Totale	
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms			
Tensione %	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
5 - 0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40 - 5	7	0	0	0	1	0	0	0	0	0	8	0
70 - 40	32	15	3	1	1	0	0	0	0	0	36	16
80 - 70	39	6	1	0	0	0	0	0	0	0	40	6
90 - 80	52	23	3	0	0	1	1	0	0	0	56	24
totale	130	44	7	1	2	1	1	0	0	0	140	46

Tabella 2 – Ripartizione dei buchi di tensione in funzione della durata e della tensione residua (380 kV)

⁸ Tutti registrati in 10 minuti

⁹ 133 eventi registrati in 20s

220 kV												
Tensione %	Durata										Totale	
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms			
	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
5 - 0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40 - 5	8	6	1	1	1	1	0	1	0	0	10	9
70 - 40	36	29	4	7	1	0	4	0	0	0	45	36
80 - 70	42	39	2	3	0	0	2	0	0	0	46	42
90 - 80	93	48	2	1	0	0	0	0	1	0	96	49
totale	179	122	9	12	2	1	6	1	1	0	197	136

Tabella 3 – Ripartizione dei buchi di tensione in funzione della durata e della tensione residua (220 kV)

120-132-150 kV												
Tensione %	Durata										Totale	
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms			
	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
5 - 0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40 - 5	115	87	11	12	1	1	1	0	0	0	128	100
70 - 40	554	251	20	25	3	7	2	1	0	0	579	284
80 - 70	529	297	16	8	4	6	3	1	0	0	552	312
90 - 80	1410	834	55	139	9	16	7	8	0	0	1481	997
totale	2608	1469	102	184	17	30	13	10	0	0	2740	1693

Tabella 4 – Ripartizione dei buchi di tensione in funzione della durata e della tensione residua (150-132-120 kV)

Un ulteriore esame dei dati, riferito alla singola installazione, mostra che:

- per quanto riguarda i buchi di tensione monofase:
 - per il livello 380 kV il numero max di buchi di tensione lunghi e profondi (durata superiore a 500 ms e con tensione residua inferiore al 70%) per ciascun nodo è stato pari a 0 quindi sono stati rispettati i livelli attesi per il 2010 (pari a 5);
 - per il livello 220 kV il numero max di buchi di tensione lunghi e profondi (durata superiore a 500 ms e con tensione residua inferiore al 70%) per ciascun nodo è stato pari a 1 quindi sono stati rispettati i livelli attesi per il 2010 (pari a 10);
 - per il livello 132 kV il numero max di buchi di tensione lunghi e profondi (durata superiore a 500 ms e con tensione residua inferiore al 70%) per ciascun nodo è stato pari a 3 quindi sono stati rispettati i livelli attesi per il 2010 (pari a 15);

- per quanto riguarda per i buchi di tensione polifase:
 - per il livello 380 kV il numero max di buchi di tensione lunghi e profondi (durata superiore a 500 ms e con tensione residua inferiore al 70%) per ciascun nodo è stato pari a 2 quindi sono stati rispettati i livelli attesi per il 2010 (pari a 3);
 - per il livello 220 kV il numero max di buchi di tensione lunghi e profondi (durata superiore a 500 ms e con tensione residua inferiore al 70%) per ciascun nodo è stato pari a 2 quindi sono stati rispettati i livelli attesi per il 2010 (pari a 6);
 - per il livello 132 kV il numero max di buchi di tensione lunghi e profondi (durata superiore a 500 ms e con tensione residua inferiore al 70%) per ciascun nodo è stato pari a 1 quindi sono stati rispettati i livelli attesi per il 2010 (pari a 9);

La Figura 2 e 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 56 e 81 per i buchi polifase e monofase rispettivamente;
 - il massimo numero di buchi di tensione polifase rilevato è stato 165, mentre quello monofase è stato pari a 128;
 - sono stati quindi rispettati i livelli attesi per il 2010 (pari a 250 polifase e 400 per il monofase).
- **Rete a 220kV**
 - il 95% dei nodi sulla rete è interessato da un numero di buchi di tensione inferiore a 20 e 45 per i buchi polifase e monofase rispettivamente;
 - il massimo numero di buchi di tensione polifase rilevato è stato 21, mentre quello monofase è stato pari a 54.
 - sono stati quindi rispettati i livelli attesi per il 2010 (pari a 100 polifase e 200 per il monofase).
- **Rete a 380kV**
 - il 95% dei nodi sulla rete è interessato da un numero di buchi di tensione inferiore a 14 e 30 per i buchi polifase e monofase rispettivamente;

- il massimo numero di buchi di tensione polifase rilevato è stato 15, mentre quello monofase è stato pari a 48.
- sono stati quindi rispettati i livelli attesi per il 2010 (pari a 50 polifase e 200 per il monofase).

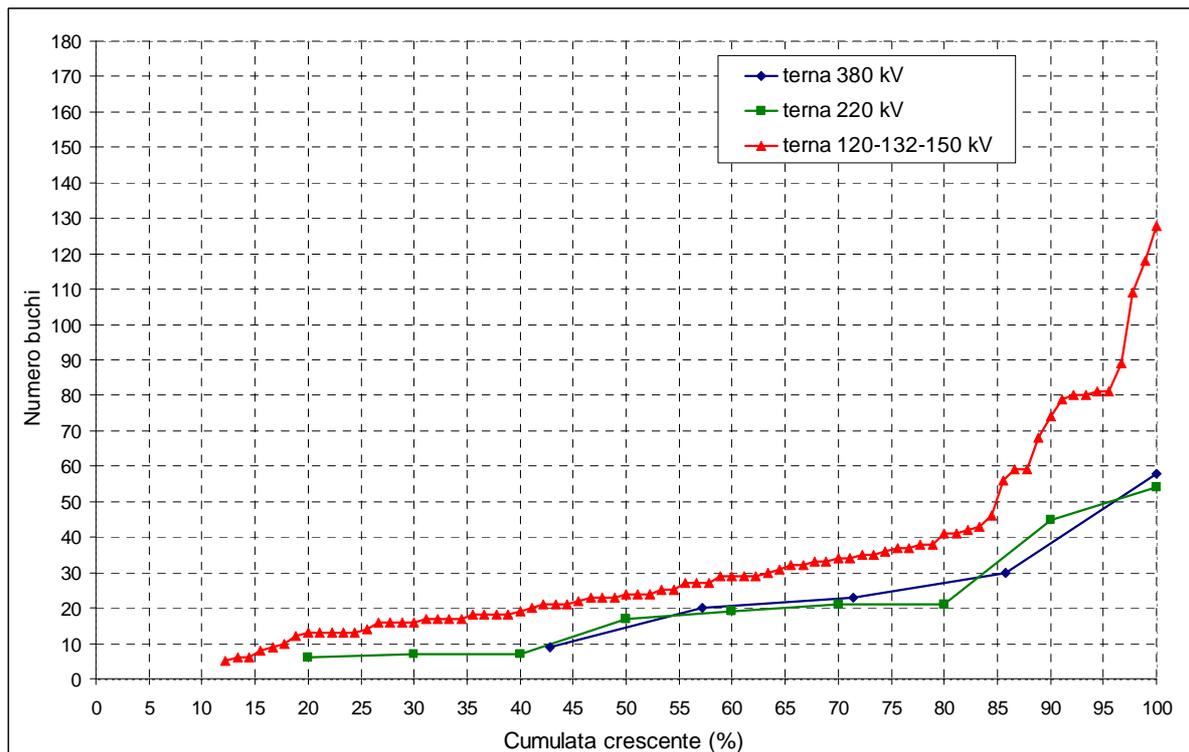


Figura 2 – Cumulata crescente dei buchi di tensione monofase (tutti) rilevati sui siti TERNA

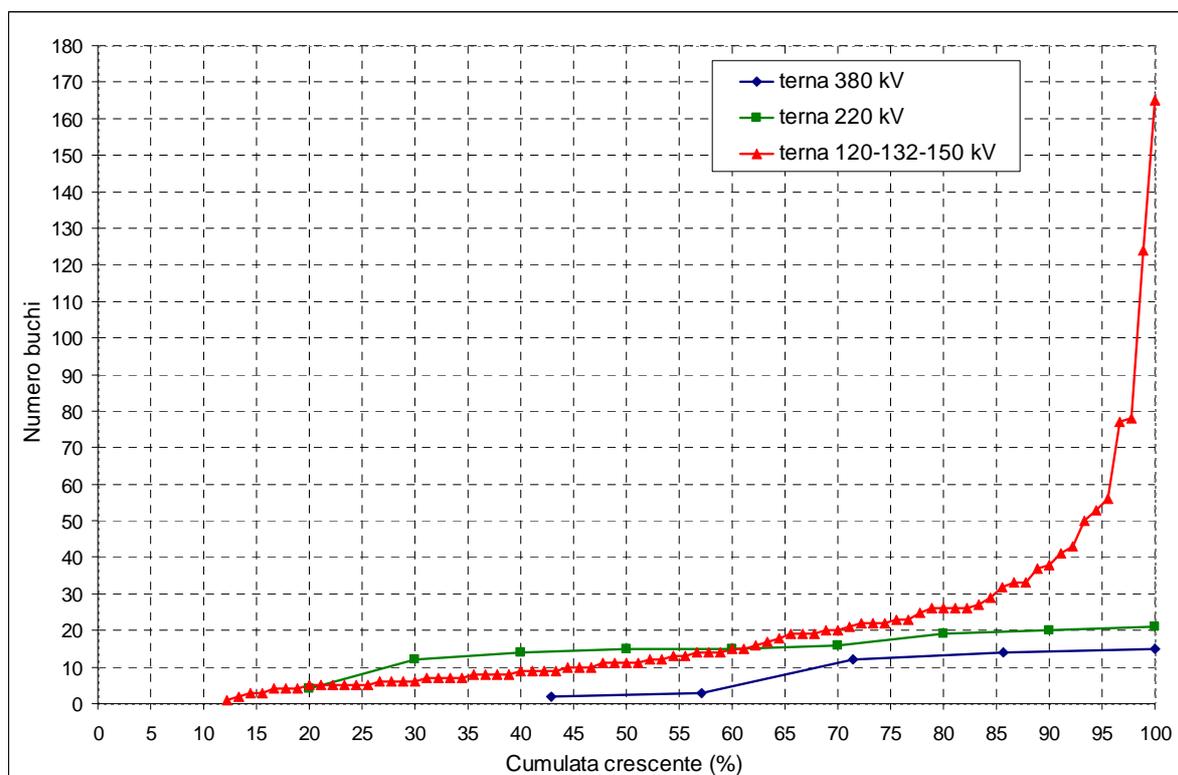


Figura 3 – Cumulata crescente dei buchi di tensione polifase (tutti) rilevati sui siti TERNA

Un confronto tra i livelli monitorati relativamente al 2009 e quelli del 2008 permette infine di osservare una non significativa, dal punto di vista statistico, variazione del numero di buchi di tensione rilevati.

Il numero dei buchi di tensione, sia monofase che polifase, registrati dagli SM nel periodo interessato, confermano nel complesso i risultati ottenuti nell'analisi dell'anno 2009.

E' interessante però notare che la stessa cosa non si può affermare per il singolo sito. Infatti, la Figura 4 e la Figura 5 riportano, rispettivamente, per buchi di tensione monofase e polifase,

- in ascissa gli strumenti di misura disposti secondo la cumulata crescente percentuale,
- in ordinata la differenza, relativa a ciascuno strumento di misura, registrata nei due anni considerati.

Un esame delle due figure permette infatti di osservare che circa il 20% dei siti sono interessati da una variazione del numero di buchi di tensione di alcune decine per i polifase e i monofase.

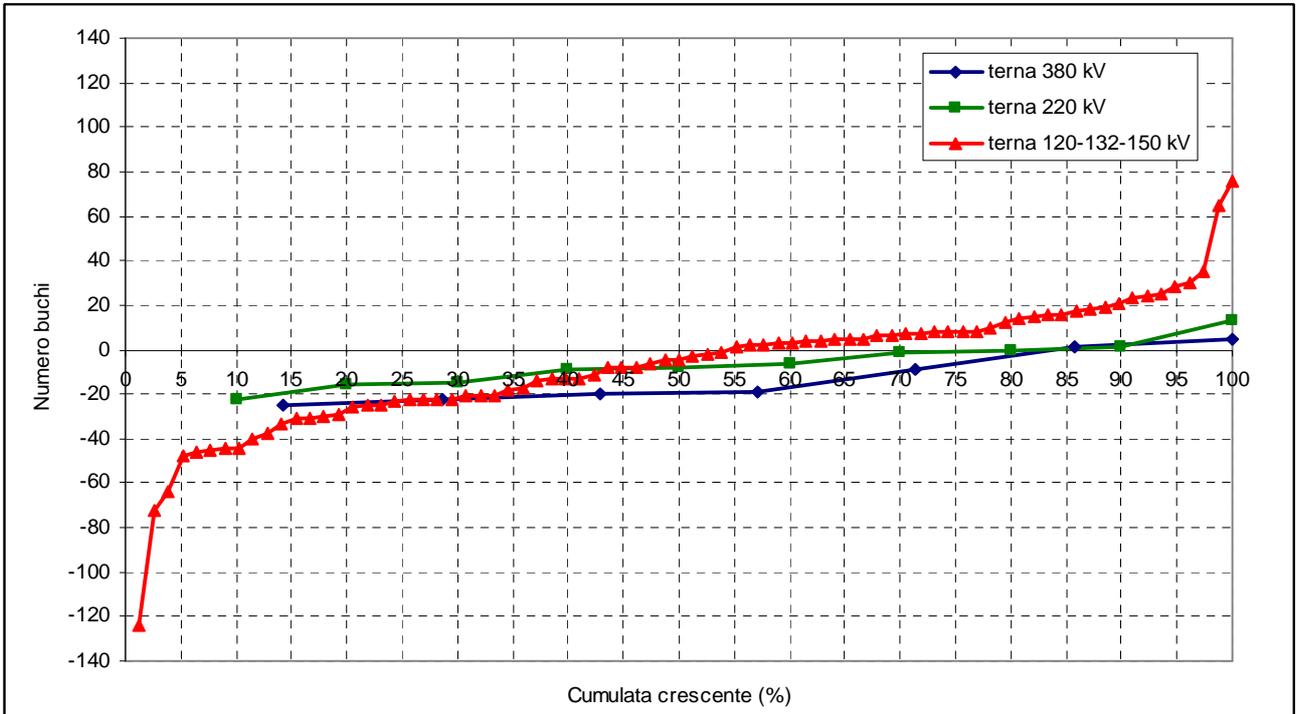


Figura 4 - Cumulata crescente delle variazioni del numero di buchi di tensione monofase

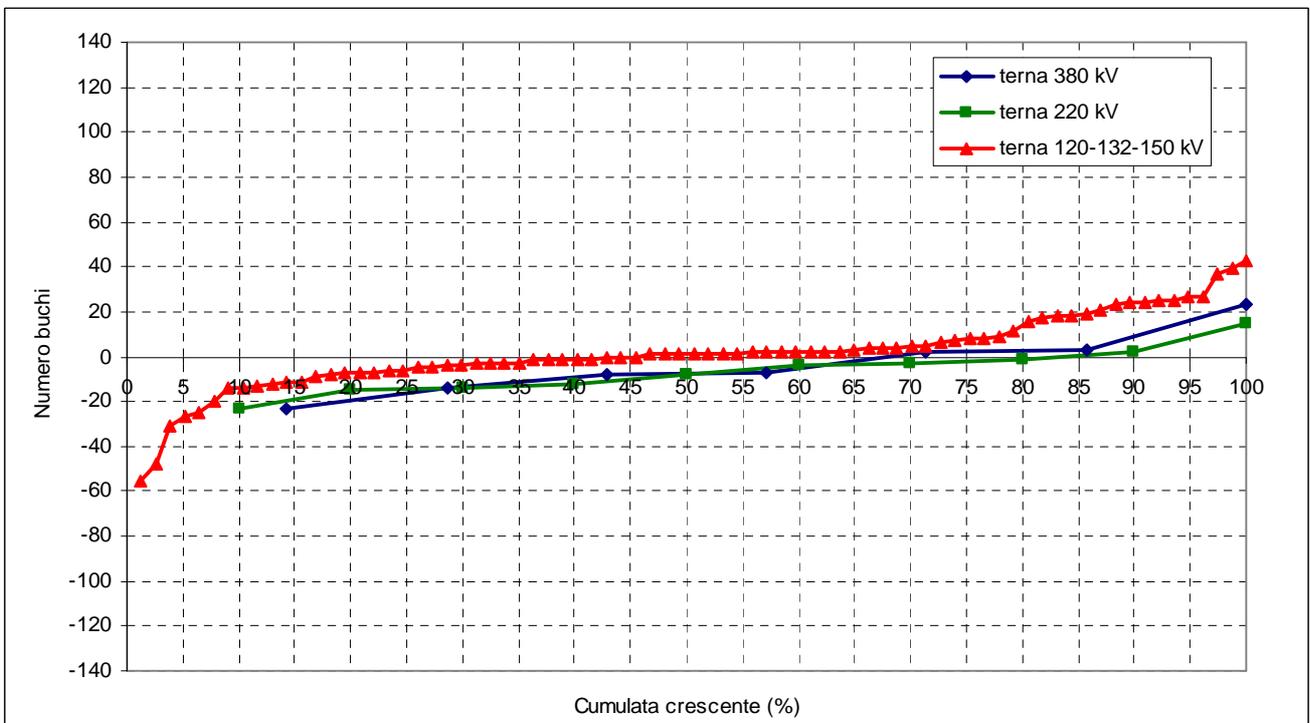


Figura 5 - Cumulata crescente delle variazioni del numero di buchi di tensione polifase

7.2 Armoniche

La Figura 6 e Figura 7 riportano la cumulata crescente dei 95-esimi percentili del valore massimo settimanale del THDv rilevato su diversi livelli di tensione per il periodo analizzato e per diverse aree geografiche per le sole installazioni a 120kV - 132kV – 150 kV.

Rete a 120kV - 132kV – 150 kV nord

- il 95% dei nodi sulla rete è interessato da un livello di distorsione armonica inferiore al 2.5%;
- il massimo valore di distorsione armonica registrato è pari al 4.77% e tutti i valori misurati rientrano nei livelli attesi per il 2010 (pari al 6%).

Rete a 120kV - 132kV – 150 kV centro

- il 95% rete degli SM installati registra un livello di distorsione armonica inferiore al 4.7%;
- tutti i valori misurati rientrano nei livelli attesi per il 2010 (pari al 6%), ad esclusione del sito di Rosara A 120 kV che ha fatto registrare un valore di THDv pari al 7.45 %.

Rete a 120kV - 132kV – 150 kV sud

- il 95% rete degli SM installati registra un livello di distorsione armonica inferiore al 2.91%;
- il massimo valore di distorsione armonica registrato è pari al 3.20 % e tutti i valori misurati rientrano nei livelli attesi per il 2010 (pari al 6%).

• Rete a 220kV

- il 95% dei nodi sulla rete è interessato da un livello di distorsione armonica inferiore al 3.04%;
- il massimo valore di distorsione armonica registrato è pari al 3.33%;
- sono stati quindi rispettati i livelli attesi per il 2010 (pari al 6%).

• Rete a 380kV

- il 95% dei nodi sulla rete è interessato da un livello di distorsione armonica inferiore al 3.04%;
- il massimo valore di distorsione armonica registrato è pari al 3.12%;
- sono stati quindi rispettati i livelli attesi per il 2010 (pari al 6%).

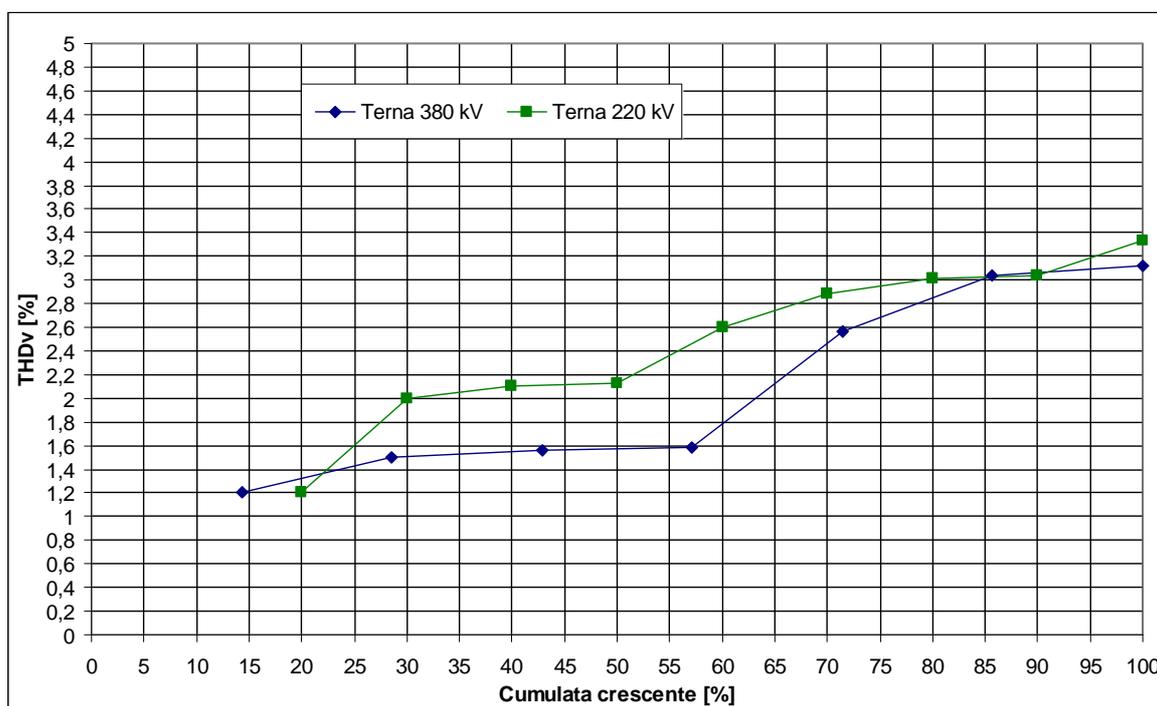


Figura 6 - Cumulata crescente della massima THDv rilevata sui siti TERNA 220-380 kV

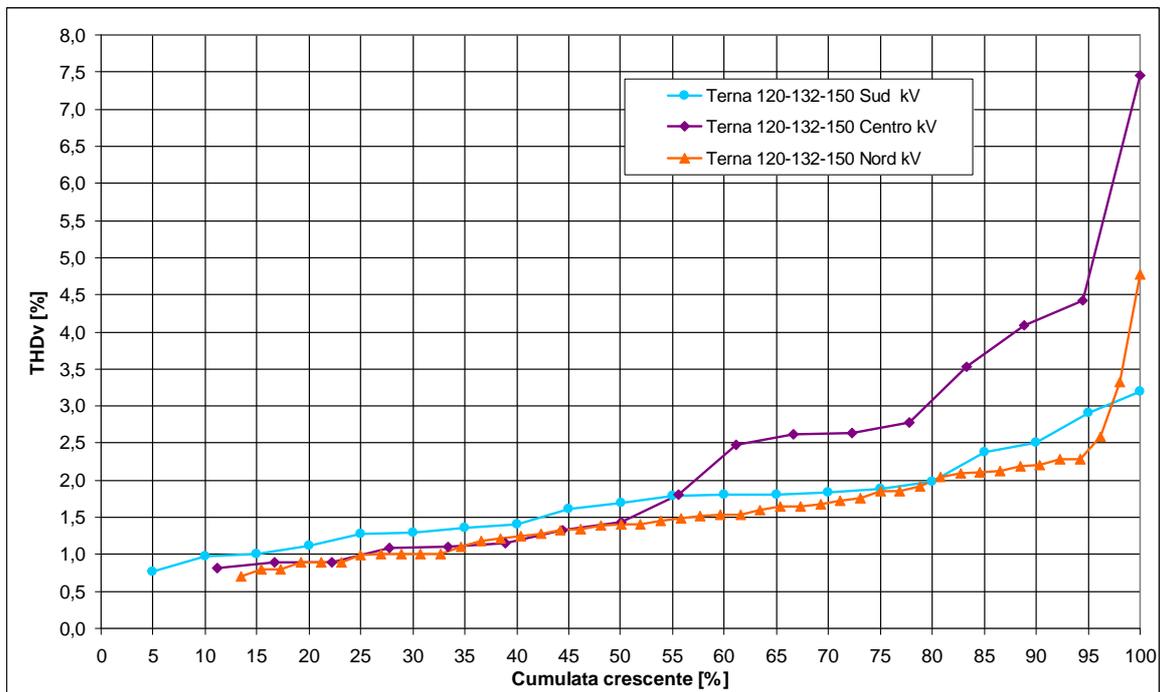


Figura 7 - Cumulata crescente della massima THDv rilevata sui siti TERNIA 120-132-150 kV per area geografica

I valori registrati di distorsione armonica nel periodo interessato confermano i risultati ottenuti nel 2009. Infatti, confrontando le differenze tra i valori registrati nei due anni (vedi Figura 8), si può notare come le variazioni del THDv siano contenute.

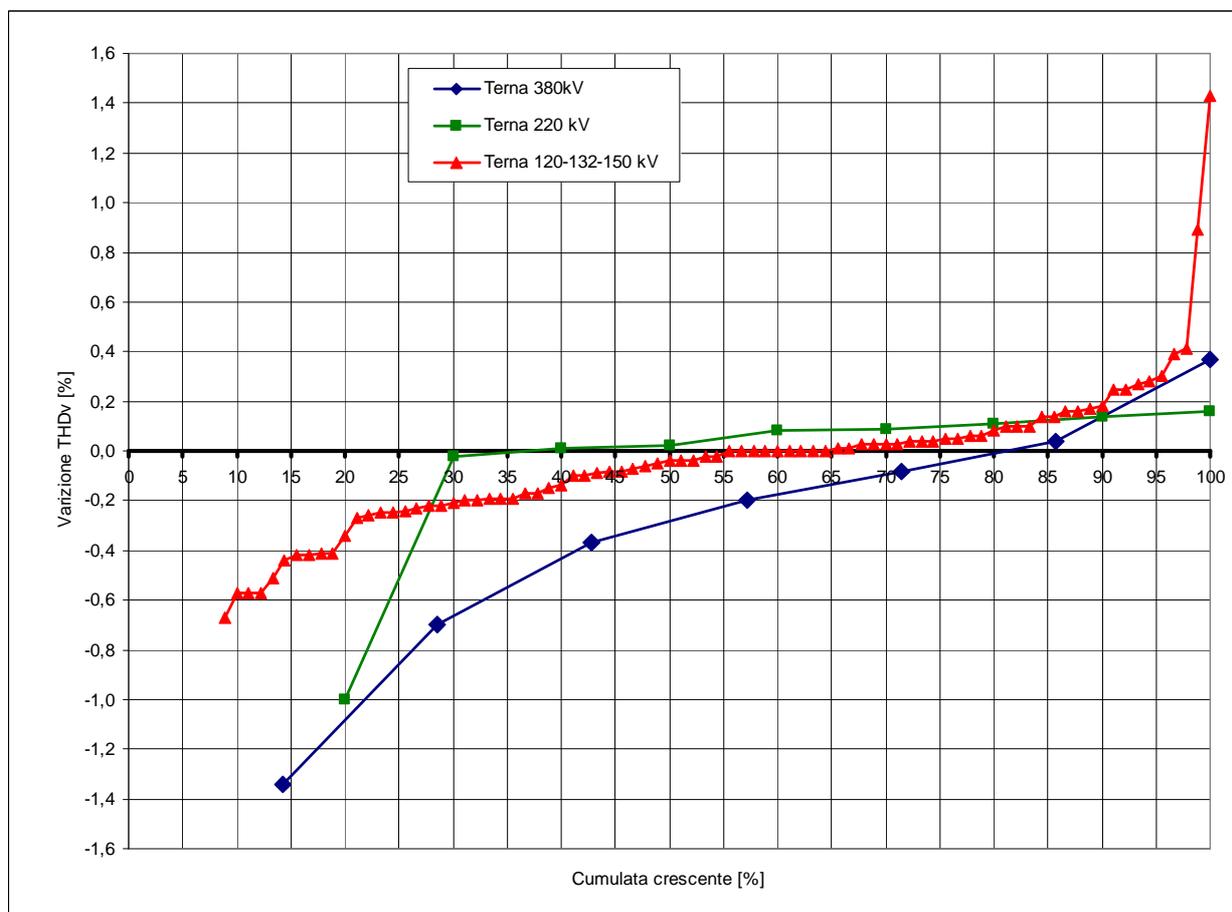


Figura 8 - Cumulata crescente delle variazioni della distorsione armonica totale (Max THDv) rilevate sui siti TERNA

7.3 Asimmetria

La Figura 9 e Figura 10 riportano la cumulata crescente dei 95-esimi percentili del valore massimo settimanale della asimmetria della tensione rilevato sui diversi livelli di tensione e per diverse aree geografiche per le sole installazioni a 120kV - 132kV – 150 kV, nel periodo monitorato.

- **Rete a 120kV - 132kV – 150 kV nord**
 - il 95% dei nodi sulla rete è interessato da un livello massimo di asimmetria inferiore al 1.0 %;
 - il massimo valore di asimmetria registrato è pari al 1.1 %; e tutti i valori misurati rientrano nei livelli attesi per il 2010 (pari al 2%).

- **Rete a 120kV - 132kV – 150 kV centro**
 - il 95% dei nodi sulla rete è interessato da un livello massimo di asimmetria inferiore al 1.2 %;
 - tutti i valori misurati rientrano nei livelli attesi per il 2010 (pari al 2%), ad esclusione del sito di Rosara A 120 kV che ha fatto registrare un valore di asimmetria della tensione pari a 3.14 %.

- **Rete a 120kV - 132kV – 150 kV sud**
 - il 95% dei nodi sulla rete è interessato da un livello massimo di asimmetria inferiore al 1.6 %;
 - il massimo valore di asimmetria registrato è pari a 1.73 % e tutti i valori misurati rientrano nei livelli attesi per il 2010 (pari al 2%).

- **Rete a 220kV**
 - il 95% dei nodi sulla rete è interessato da un livello di asimmetria inferiore a 1.45 %;
 - il massimo valore di asimmetria registrato è pari al 1.86 % e tutti i valori misurati rientrano nei livelli attesi per il 2010 (pari al 2%).

- **Rete a 380kV**
 - il 95% dei nodi sulla rete è interessato da un livello di asimmetria inferiore al 1.5 %;
 - il massimo valore di asimmetria registrato è pari al 1.6 % e tutti i valori misurati rientrano nei livelli attesi per il 2010 (pari al 2%).

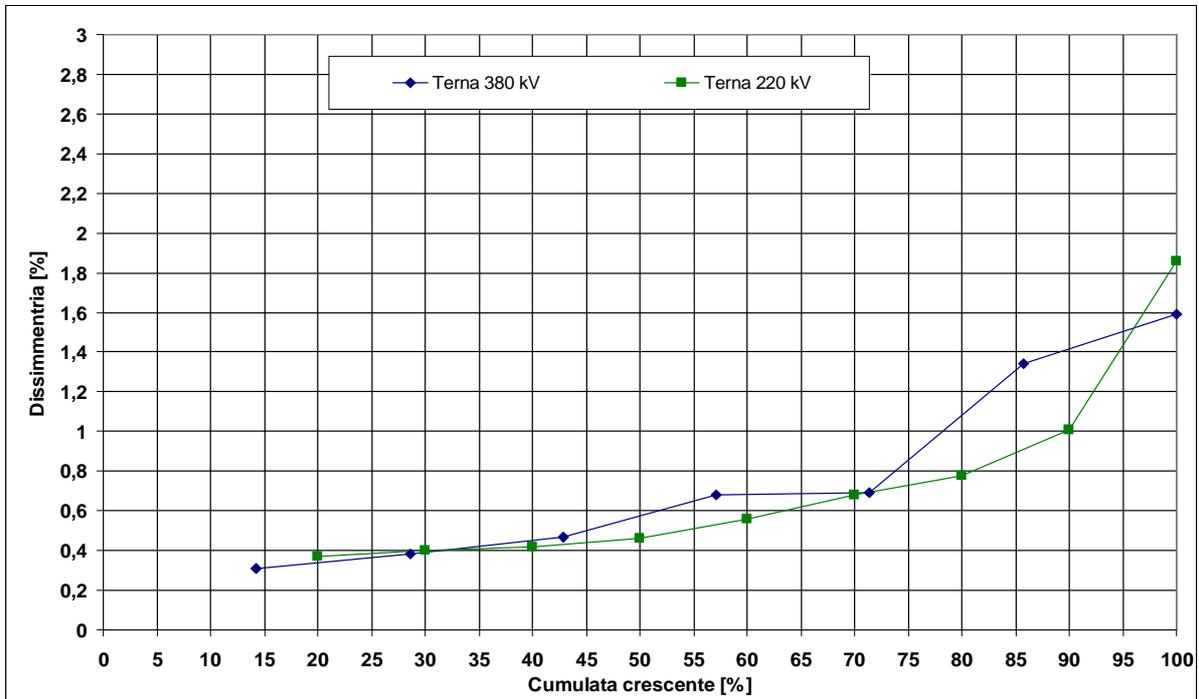


Figura 9 - Cumulata crescente della massima asimmetria della tensione rilevata sui siti TERNA 220-380 kV

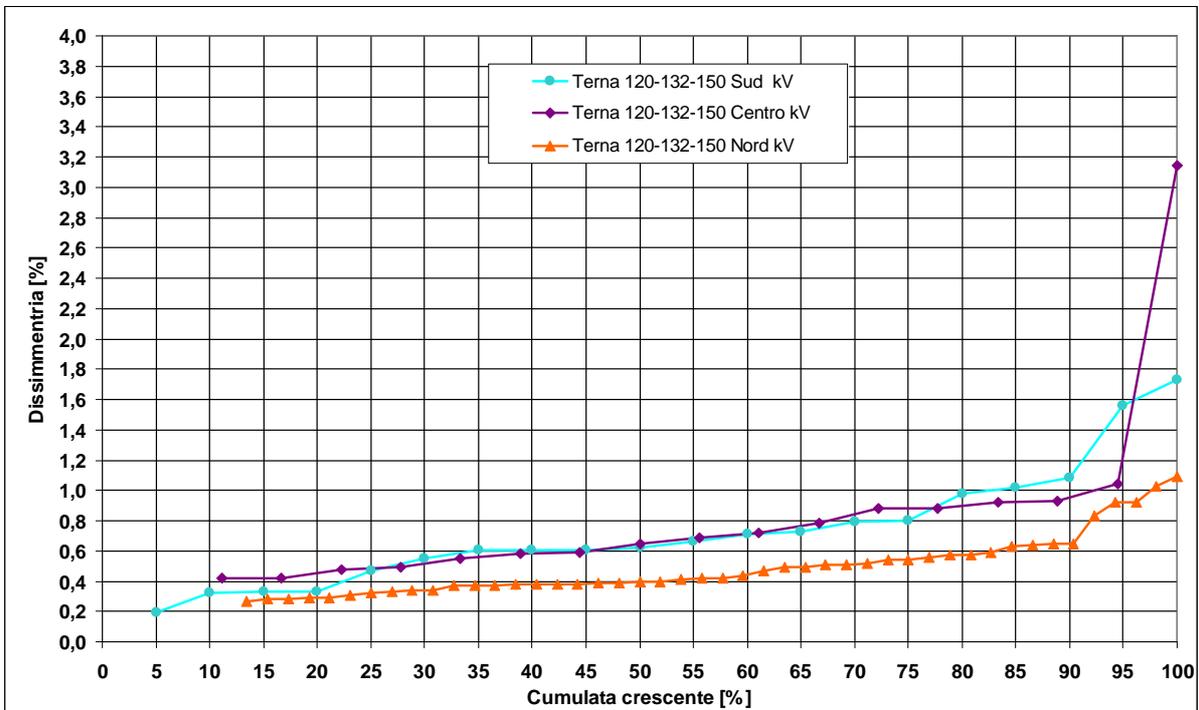


Figura 10 - Cumulata crescente della massima asimmetria della tensione rilevata sui siti TERNA 120-132-150 kV per area geografica

I valori registrati di asimmetria nel periodo interessato confermano i risultati ottenuti nel 2009, ad esclusione di qualche sito (vedi Figura 11).

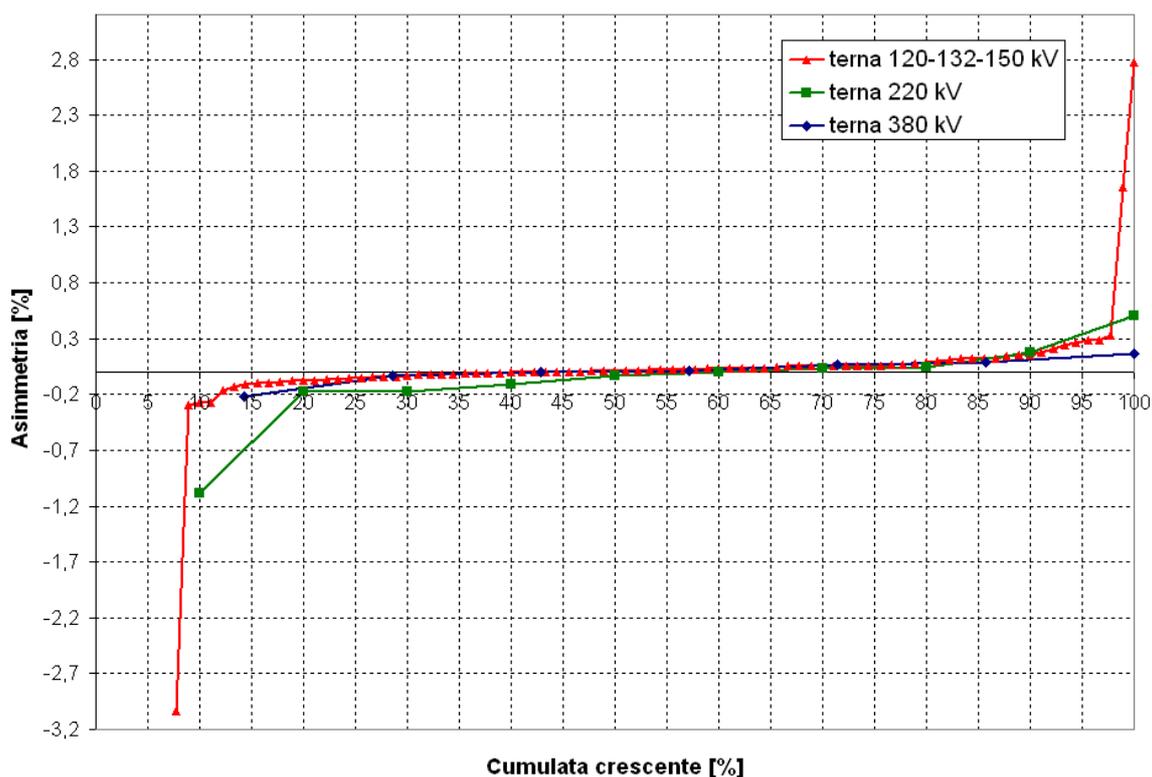


Figura 11 - Cumulata crescente delle variazioni dell'asimmetria rilevate sui siti TERNA

7.4 Flicker

La Figura 12 e Figura 13 riportano 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 di tensione¹⁰ e per diverse aree geografiche per le sole installazioni a 120kV - 132kV - 150 kV.

- **Rete a 120kV - 132kV - 150 kV nord**

- il 95% dei nodi sulla rete è interessato da un livello di flicker P_{st} inferiore al 3.5 p.u.;

¹⁰ Non sono presentati i risultati relativi al parametro flicker P_{it} in quanto affetto da un errore di valutazione dello strumento di misura, che non è stato possibile correggere prima dell'inizio della rilevazione dei dati.

- il massimo valore di flicker P_{st} registrato è pari al 5.89 p.u. e tutti i siti rientrano nei livelli attesi per il 2010 (pari a 6 p.u.).

- **Rete a 120kV - 132kV – 150 kV centro**
 - il 95% dei nodi sulla rete è interessato da un livello di flicker P_{st} inferiore a 1 p.u.;
 - il massimo valore di flicker P_{st} registrato è pari al 4.86 p.u. e tutti i valori misurati rientrano nei livelli attesi per il 2010 (pari a 6 p.u.).

- **Rete a 120kV - 132kV – 150 kV sud**
 - il 95% dei nodi sulla rete è interessato da un livello di flicker P_{st} inferiore a 2.38 p.u.;
 - il massimo valore di flicker P_{st} registrato è pari al 2.73 p.u. e tutti i valori misurati rientrano nei livelli attesi per il 2010 (pari al 6 p.u.).

- **Rete a 220kV**
 - il 95% dei nodi sulla rete è interessato da un livello di flicker P_{st} inferiore al 3 p.u.;
 - il massimo valore di flicker P_{st} registrato è pari al 2.81 p.u. e sono stati quindi rispettati i livelli attesi per il 2010 (pari al 4 p.u.).

Rete a 380kV

- il 95% dei nodi sulla rete è interessato da un livello di flicker P_{st} inferiore a 0.65 p.u.;
- il massimo valore di flicker P_{st} registrato è pari al 0.65 p.u. e sono stati quindi rispettati i livelli attesi per il 2010 (pari al 1 p.u.).

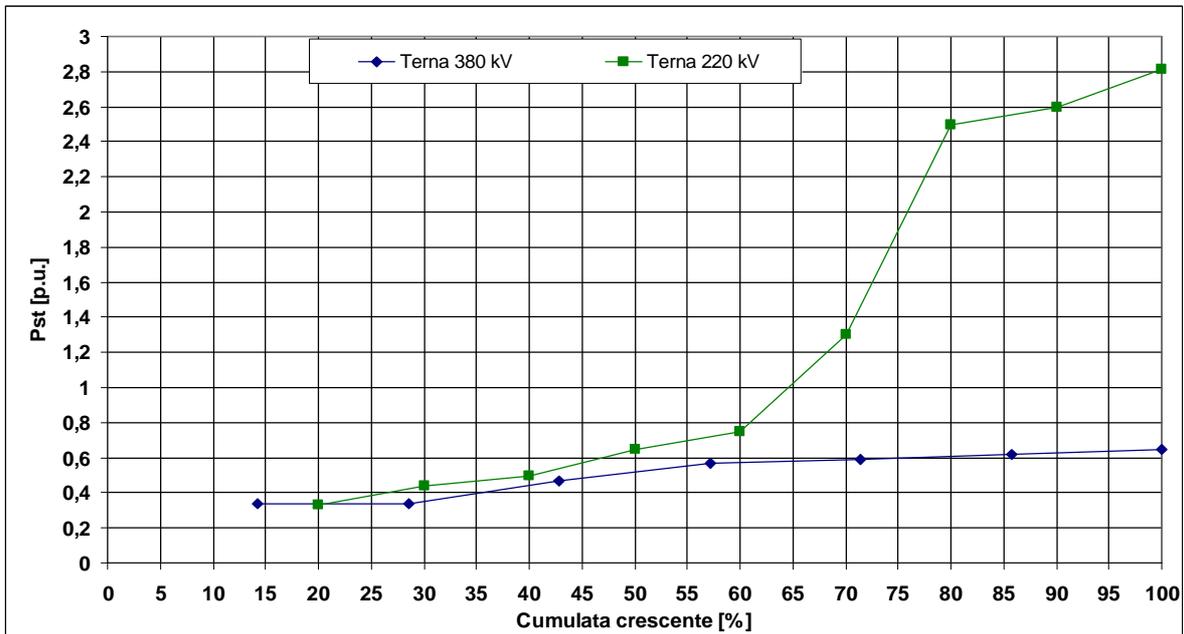


Figura 12 - Cumulata crescente del massimo Pst rilevato sui siti TERN A 220-380 kV

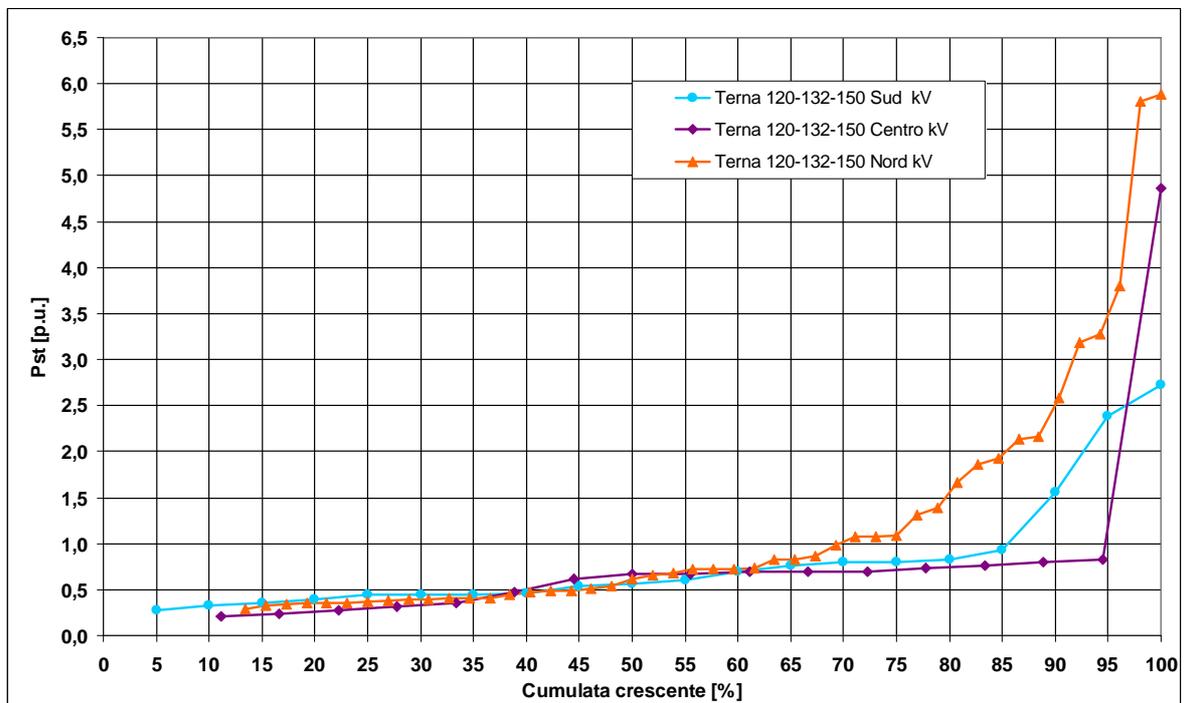


Figura 13- Cumulata crescente del massimo Pst rilevato sui siti TERN A 120-132-150 kV per area geografica

I valori registrati di flicker nel periodo interessato confermano sostanzialmente i risultati ottenuti nel 2009, denotando anche una consistente riduzione del parametro per qualche sito.

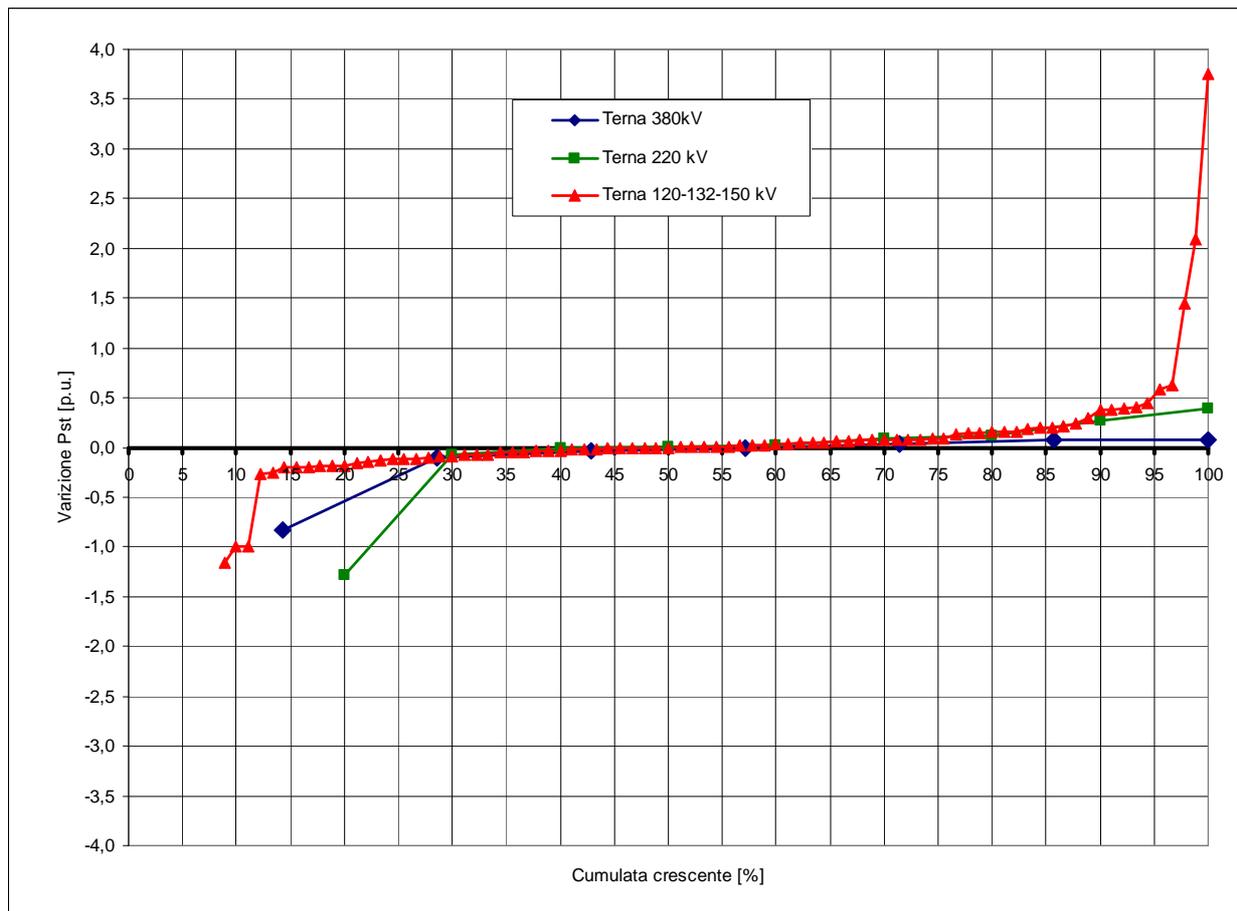


Figura 14 - Cumulata crescente delle variazioni del Pst rilevate sui siti TERNA

7.5 Variazioni della Tensione

I livelli minimi e massimi del valore della tensione efficace indicati da Terna sono riportati nella Tabella 5.

Tensione nominale (kV)	Tensione esercizio (kV)	Livelli minimo e massimo della tensione efficace definiti per il 95% del tempo in condizioni di esercizio normale (kV)		Livelli minimo e massimo della tensione efficace definiti per il 100% del tempo in condizioni di esercizio normale o di allarme (kV)		Livelli minimo e massimo della tensione efficace definiti in condizioni di emergenza o di ripristino (kV)	
		Minimo ($V_{\min 95}$)	Massimo ($V_{\max 95}$)	Minimo ($V_{\min 100}$)	Massimo ($V_{\max 100}$)	Minimo (V_{\min})	Massimo (V_{\max})
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 5 - Livelli minimo e massimo del valore della tensione efficace

Analizzando in dettaglio i dati provenienti dagli strumenti di misura è emerso che le percentuali di tempo in cui la tensione è al di fuori dei limiti definiti in precedenza debbono essere tuttavia depurate dal tempo in cui la tensione della linea sulla quale è installato lo strumento di misura è nulla a seguito di una sua apertura per guasto o fuori servizio. Di conseguenza, per avere indicazioni sulla percentuale di tempo in cui la tensione è fuori dai limiti, bisognerebbe escludere il periodo di misura nel quale la linea è fuori servizio durante il periodo di osservazione considerato.

Per tale motivo si stanno apportando modifiche al sistema Monique in modo da superare la suddetta difficoltà.

7.6 Variazioni della frequenza

I livelli minimi e massimi del valore della frequenza in condizioni normali o di allarme sono: nell'intervallo 49,9÷50,1 Hz, con esclusione della Sardegna e della Sicilia dove è mantenuta nell'intervallo 49,5÷50,5 Hz.

Analizzando in dettaglio i dati provenienti dagli strumenti di misura è emerso che le percentuali di tempo in cui la frequenza è al di fuori dei limiti definiti in precedenza, debbono essere tuttavia depurate dal tempo in cui la linea sulla quale è installato lo SM è aperta per guasto o fuori servizio. Di conseguenza, per avere indicazioni sulla percentuale di tempo in cui la frequenza è fuori dai limiti, bisognerebbe escludere il periodo di misura nel quale la linea è fuori servizio durante il periodo di osservazione considerato.

Per tale motivo si stanno apportando modifiche al sistema Monique in modo da superare la suddetta difficoltà.

7.7 Riepilogo confronto livelli misurati con target 2010

Nella Tabella 6 seguente si confrontano i valori attesi degli indicatori di qualità del servizio con i valori registrati nel 2010.

Parametro	VALORI ATTESI 2010			VALORI REGISTRATI 2010		
	Livello di Tensione			Livello di Tensione		
	380kV	220kV	150-132-120kV	380kV	220kV	150-132-120kV
Variazione Tensione	Vedi Tabella 5			Vedi 7.5		
Variazione Frequenza	<ul style="list-style-type: none"> in condizioni normali o di allarme mantenuta nell'intervallo 49,9÷50,1 Hz, con esclusione della Sardegna e della Sicilia dove è mantenuta nell'intervallo 49,5÷50,5 Hz; in condizioni di emergenza o di ripristino la frequenza può variare tra 47,5 Hz e 51,5 Hz. 			Vedi 7.6		
Numero buchi di tensione monofase (*)	5 (200)	10 (200)	15 (400)	0 (48)	1 (54)	3 (128)
Numero buchi di tensione polifase (*)	3 (50)	6 (100)	9 (250)	2 (15)	2 (21)	1 (165)
Distorsione armonica totale della tensione	6%	6%	6%	3.12%	3.33%	7.45%
Asimmetria della tensione	2%	2%	2%	1.60%	1,86%	3.14%
Flicker – Pst	1 p.u.	4 p.u.	6 p.u.	1.3 p.u.	3.78 p.u.	5.89 p.u.
Flicker – Plt	Non definito	Non definito	Non definito	Non definito	Non definito	Non definito
Interruzioni transitorie	Non definito	Non definito	Non definito	Non definito	Non definito	Non definito

(*) Il valore si riferisce al numero di buchi con tensione residua inferiore al 70% e di durata superiore a 500 ms, mentre quello fra parentesi si riferisce ai buchi con tensione residua inferiore al 90% e di qualsiasi durata relativo al sito che ha misurato il maggior numero di buchi di tensione per ciascun livello di tensione.

Tabella 6 - Confronto livelli misurati con target 2010

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 95% del tempo.

Per verificare il rispetto di questa indicazione, è stata eseguita una simulazione di corto circuito in una situazione tipica di funzionamento della rete, vale a dire l'assetto del sistema elettrico in corrispondenza della punta di carico estiva (convenzionale) dell'anno:

- Il terzo mercoledì di dicembre (in questo caso il 15/12/2010 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 dalla ricostruzione citata sono risultati mediamente superiori ai valori minimi convenzionali nel **98.3%** delle situazioni.

Nella Tabella 11 sono riportati i nodi della rete nei quali la condizione di minimo non viene rispettata. 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.

VALORI DELLE CORRENTI E DELLE POTENZE DI CORTO CIRCUITO NEGLI IMPIANTI DELLA RETE A 380 - 220 - 150 - 132 KV AGGIORNAMENTO DICEMBRE 2010										
AREA	DENOMINAZIONE IMPIANTO	CODICE UNIVOCO UTENTE	TENSIONE IMPIANTO (KV)	Titolare	Icc	Icc monofase	Pcc massima	Pcc minima	Pcc minima	
					trifase massima (kA)	massima (kA)	trifase convvenz. (MVA)	di esercizio (MVA)	trifase convvenz. (MVA)	
Cagliari	FIUMESANTO OLIO	FSOC11	1	380	E.ON	11.936	12.852	7856	5539	5281
Cagliari	ENICHEM P.TORRES	EPTC31	1	150	ENICHEM (A)	14.693	13.904	3817	2880	2429
Firenze	AREZZO FS	ARHF41	1	132	RFI	2.120	1.282	485	435	412
Firenze	BORETTO	BRTF41	1	132	ENEL-DISTRIBUZIONE	16.129	11.382	3687	3231	2570
Firenze	CAMUCIA FS	CMUF41	1	132	RFI	3.253	1.979	744	662	611
Firenze	CHIUSI	CHUF41	1	132	ENEL-DISTRIBUZIONE	16.269	10.615	3719	3062	2207
Firenze	CHIUSI FS	CHFF41	1	132	RFI	15.870	10.323	3628	2994	2171
Firenze	CORNIA 2	CN2F41	1	132	ENEL GREEN POWER	13.475	10.400	3081	2756	925
Firenze	FARNETA FS	FAFF41	1	132	RFI	4.006	2.446	916	812	736
Firenze	FERRARA FS	FEFF41	1	132	RFI	4.425	2.907	1012	909	792
Firenze	FS CAST.LAGO	CGXF41	1	132	RFI	6.638	4.107	1518	1324	1134
Firenze	NUOVA LAGO	NLAF41	1	132	ENEL GREEN POWER	14.785	11.914	3380	3019	950
Firenze	PARMA FS	PRFF41	2	132	RFI	11.301	9.899	2584	2236	1777
Firenze	VARLUNGO	VARF41	1	132	ENEL-DISTRIBUZIONE	9.574	7.356	2189	1925	1539
Milano	ARCISATE	ARSM41	1	132	ENEL-DISTRIBUZIONE	9.783	6.418	2237	1960	699
Milano	BASSANO BS	BSNM41	1	132	ENEL-DISTRIBUZIONE	9.782	6.316	2236	1986	1024
Milano	BOCCAIONE CP	BOCM41	1	132	ENEL-DISTRIBUZIONE	19.121	15.120	4372	3588	1848
Milano	CASALMAGGIORE	CMGM41	1	132	ENEL-DISTRIBUZIONE	8.338	5.511	1906	1699	788
Milano	COMMESSAGGIO	CMMM41	1	132	ENEL-DISTRIBUZIONE	12.469	8.494	2851	2507	1217
Milano	CUNARDO	CUNM41	1	132	ENEL-DISTRIBUZIONE	8.441	5.210	1930	1695	846
Milano	INDUNO O.	INDM41	1	132	ENEL-DISTRIBUZIONE	11.772	8.246	2691	2345	632
Milano	MALPENSATA CS	MLSM41	1	132	ENEL-DISTRIBUZIONE	18.417	14.596	4211	3468	2025
Milano	RFI S.CASSANO	HSCM41	1	132	RFI	11.610	8.183	2654	2315	629
Milano	RFI SEDRIANO	HSDM41	1	132	RFI	6.839	5.184	1564	1396	1211
Milano	UT ALFA ACCIAI BS	ALFM41	1	132	ALFA ACCIAI	6.842	6.591	1564	1398	1374
Milano	UT ARTI GR	ARTM41	1	132	NUOVO ISTITUTO ARTI	18.024	14.405	4121	3401	2002
Milano	UT FRATI	FRUM41	1	132	FRATI LUIGI	10.224	6.852	2337	2074	861
Milano	UT MARCEGAGLIA CMC	MREM41	1	132	MARCEGAGLIA	7.504	4.962	1716	1532	750
Milano	UT SIA	SIUM41	1	132	SIA SOC. INDUSTRIA A	10.988	7.237	2512	2225	885
Milano	VAPRIO	VPRM41	1	132	ITALGEN	15.245	10.515	3485	2830	1744
Milano	VIADANA	VIAM41	1	132	ENEL-DISTRIBUZIONE	14.188	9.516	3244	2851	970
Napoli	ACERRA SM	ACSN21	1	220	ENEL-DISTRIBUZIONE	30.331	26.620	11557	8811	6461
Napoli	AIR LIQUID ITA	SION21	1	220	AIR LIQUIDE	27.642	22.834	10533	8003	7348
Napoli	CASALNUOVO	CSVN21	1	220	ENEL-DISTRIBUZIONE	35.065	30.490	13361	10014	8448
Napoli	CEMENT.MAD	CMDN21	1	220	CEMENTIR	25.345	20.191	9657	7439	6871
Napoli	FIBE ACERRA	FIBN21	1	220	FIBE	28.122	25.093	10716	8276	6180
Napoli	FRI-EL ACERRA	FACN21	1	220	FRI.EL	29.701	26.278	11317	8658	7316
Napoli	GIUGLIANO T.GAS	GITN21	1	220	ENEL-PRODUZIONE	36.937	38.410	14074	9857	9414
Napoli	GIUGLIANO T.GAS	GITN22	1	220	ENEL-PRODUZIONE	36.935	38.041	14074	9856	9414
Napoli	GIUGLIANO T.GAS	GITN24	1	220	ENEL-PRODUZIONE	36.935	38.032	14074	9856	9414
Napoli	GRAFTECH	GFTN21	1	220	GRAFTECH	26.655	21.462	10157	7763	7145
Napoli	ISE CET3	ISEN21	1	220	ISE (A)	24.096	23.529	9182	8031	8002
Napoli	MADDALONI	MADN21	1	220	TERNA	41.105	42.438	15663	11018	9816
Napoli	MADDALONI T.GAS	MDTN21	1	220	ENEL-PRODUZIONE	40.037	41.203	15256	10772	9620
Napoli	MADDALONI T.GAS	MDTN22	1	220	ENEL-PRODUZIONE	40.038	41.205	15256	10772	9620
Napoli	NAPOLI L.	NALN21	1	220	TERNA	37.490	36.961	14285	10571	8529
Napoli	PATRIA	PATN21	1	220	TERNA	37.885	39.943	14436	10063	9601
Napoli	RIV	RIVN21	1	220	ILVA (A)	23.987	23.442	9140	7995	7817
Napoli	SSR	SSRN21	1	220	ILVA (A)	24.049	23.488	9164	8015	7964
Napoli	FRI-EL S.AGATA	FSAN31	1	150	FRI.EL	8.166	7.692	2122	1910	1296
Napoli	FW POWER VALLESA	MFPN31	1	150	MF POWER	10.011	9.927	2601	2332	1392
Napoli	LUCKY WIND ACCAD	LUWN31	1	150	LUCKY WIND	7.987	7.520	2075	1868	1275
Napoli	SAVIGNA.FS	SVFN31	1	150	RFI	6.902	4.031	1793	1612	1038

Tab. 11 – Valori delle correnti e delle potenze di c.c. negli impianti della rete a 380-220-150-132 kV

VALORI DELLE CORRENTI E DELLE POTENZE DI CORTO CIRCUITO NEGLI IMPIANTI DELLA RETE A 380 - 220 - 150 - 132 KV AGGIORNAMENTO DICEMBRE 2010										
AREA	DENOMINAZIONE IMPIANTO	CODICE UNIVOCO UTENTE	TENSORE IMPIANTO	Tensione impianto [KV]	Titolare	Icc	Icc	Pcc	Pcc	Pcc
						trifase massima [KA]	monofase massima [KA]	massima trifase convenz. [MVA]	minima trifase di esercizio [MVA]	minima trifase convenz. [MVA]
Napoli	SER S.AGATA	SAGN31	1	150	TERZI MINORI	8.154	7.683	2118	1907	1294
Napoli	VALLESACCARDA	VSCN31	1	150	BRULLI TRASMISSIONE	10.123	10.031	2630	2357	1401
Palermo	BORSELLINO	BORP31	1	150	ENEL-DISTRIBUZIONE	14.480	12.379	3762	2908	2502
Palermo	BRANCACCIO	BRCP31	1	150	ENEL-DISTRIBUZIONE	14.390	11.939	3739	2890	2344
Palermo	BRANCACCIO FS	BRFP31	1	150	RFI	13.818	11.214	3590	2792	2278
Palermo	CANTIERI NAVALI	NAVP31	1	150	FINCANTIERI	14.077	11.951	3657	2841	2341
Palermo	CONTRASTO C.LE	CNTP31	1	150	ENEL-PRODUZIONE	7.637	8.957	1984	1634	740
Palermo	ENNA FS	ENFP31	1	150	RFI	7.682	4.723	1996	1739	1185
Palermo	ERG NUCE NORD	ERGP31	1	150	ERG PETROLI	5.637	6.731	1464	1307	1297
Palermo	ERG NUCE NORD	ERGP33	1	150	ERG PETROLI	5.637	6.731	1464	1307	1297
Palermo	ERG NUCE NORD	ERGP32	1	150	ERG PETROLI	5.660	6.754	1470	1312	1275
Palermo	GIARRE	GIAP31	1	150	ENEL-DISTRIBUZIONE	5.943	3.483	1544	1334	533
Palermo	GROTTAFUMATA C.LE	GROP31	1	150	ENEL-PRODUZIONE	7.141	7.490	1855	1561	743
Palermo	MULINI	MULP31	1	150	ENEL-DISTRIBUZIONE	15.161	13.014	3939	3022	2871
Palermo	NICOLETTI	NICP31	1	150	ENEL-DISTRIBUZIONE	8.851	5.565	2299	1990	1297
Palermo	PALLAVICINO	PLVP31	1	150	ENEL-DISTRIBUZIONE	13.251	10.548	3443	2696	2231
Palermo	PATERNO' C.LE	PATP31	1	150	ENEL-PRODUZIONE	8.100	9.220	2104	1739	694
Palermo	QUATTROMANDAMENT	QTMP31	1	150	ENEL-DISTRIBUZIONE	14.729	12.752	3827	2949	2284
Palermo	QUATTROVENTI	QUAP31	1	150	ENEL-DISTRIBUZIONE	14.695	12.510	3818	2946	2413
Palermo	REGALBUTO C.	RGCP31	1	150	ANEMOS WIND	6.714	5.128	1744	1499	732
Palermo	RESUTTANA	RESP31	1	150	ENEL-DISTRIBUZIONE	14.158	12.323	3678	2852	2524
Palermo	S.CONO	SCNP31	1	150	ENEL-DISTRIBUZIONE	10.204	5.937	2651	2319	1616
Palermo	VALGUARNERA	VALP31	1	150	ENEL-DISTRIBUZIONE	8.215	4.916	2134	1864	992
Roma	A.CINECITTA'	CINR31	1	150	ACEA	27.023	24.872	7021	5638	4415
Torino	VADO TERMICA	VDTT11	1	380	TIRRENO POWER	26.124	26.440	17194	10621	7543
Venezia	LAION	LAIV41	1	132	ENEL-DISTRIBUZIONE	5.302	4.258	1212	1080	1023
Venezia	P.GARDENA HYDROS	PGAV41	1	132	HYDROS	6.959	6.360	1591	1408	1312
Venezia	PREMESA	PRMV41	1	132	HYDROS	6.019	5.113	1376	1222	1150

Tab. 11 – Valori delle correnti e delle potenze di c.c. negli impianti della rete a 380-220-150-132 kv

9. SERVIZI DI INTERRUPIBILITÀ

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.

9.1 Ricorso al servizio di interrompibilità nel corso dell'anno 2010

Il servizio di interrompibilità del carico e, a partire dal mese di Marzo 2010, il servizio di riduzione istantanea dei prelievi nelle isole maggiori (Sicilia e Sardegna), consentono a TERNA di disporre di una quantità di potenza interrompibile da utilizzare:

- Per la ricostituzione rapida della riserva in tempo reale, a fronte di elevate ed imprevedibili indisponibilità accidentali delle unità di produzioni.
- 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 2010 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 12 si riporta il numero degli impianti che hanno prestato il servizio di interrompibilità per l'anno 2010 nonché quelli che hanno prestato il servizio di riduzione istantanea dei prelievi nelle isole maggiori e la relativa potenza contrattuale.

	Numero Impianti	Potenza Contrattualizzata [MW]
Interrompibilità istantanea	327	3.366
Interrompibilità di emergenza	5	37
Riduzione istantanea dei prelievi – Sicilia	4	24
Riduzione istantanea dei prelievi - Sardegna	7	377
Totale	342*	3.804

Tab. 12 – Impianti con servizio di interrompibilità e potenza contrattuale

* Ad eccezione di un solo impianto, tutti gli impianti che prestano il servizio di interrompibilità di emergenza prestano anche il servizio di interrompibilità istantanea.

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 55 e 56 del Testo integrato della qualità del servizio elettrico, approvato con deliberazione dell’Autorità 19 dicembre 2007, n°333/07.

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 250 MWh. Una disalimentazione, costituisce invece un potenziale incidente rilevante se comporta un livello di energia non fornita lorda superiore a 250 MWh.

Più disalimentazioni, che avvengono in momenti successivi e sono imputati ad uno stesso evento eccezionale, sono considerate 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 ad inviare all’Autorità un rapporto per ogni incidente rilevante sulla RTN. Il rapporto contiene, oltre altri indicatori di continuità, 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 dell’unico incidente rilevante occorso nell’anno 2010.

▪ **Incidente Rilevante Area Territoriale di Napoli del 22 novembre 2010**

Descrizione degli eventi:

Alle ore 13.13 in condizioni meteorologiche fortemente perturbate, a seguito di un guasto trifase verso terra sul sezionatore di serie sbarre nella CP Villa Literno (proprietà ENEL Distribuzione), scattavano i seguenti collegamenti:

- linea 150 kV Villa Literno nella CP Pinetamare per intervento della relativa protezione distanziometrica in 2° gradino con RRA negativa (ri serva corretto);

- linea 150 kV Villa Literno nella S/E S.Maria Capua Vetere per intervento della relativa protezione distanziometrica in 1° gradino con RRA tripolare positiva (150 ms); alla richiusura dell'interruttore, la stessa protezione si avvia nuovamente ma non emette il comando di scatto (intervento mancato per anomalia della protezione).
- linea 150 kV S.Maria Capua Vetere nella CP Villa Literno per intervento della relativa protezione distanziometrica in 5° gradino "indietro" con un tempo di eliminazione del guasto di 1,4 s; l'intervento è corretto in quanto di riserva al mancato funzionamento della protezione in S.Maria Capua Vetere.

A seguito degli eventi di cui sopra venivano disalimentate la CP di Villa Literno e contestualmente le CP Carinola, Castelvoturno, Pinetamare e gli Utenti AT Sessa FS e Falciano FS nonché le sbarre 60 kV dell'impianto di Suio che al momento del disservizio erano alimentati in assetto radiale da CP Villa Literno.

Effettuata contro alimentazione da MT da parte di Enel Distribuzione delle CP di Carinola, Castelvoturno e Pinetamare.

Tra le ore 20.23 e 20.25 veniva ripreso il servizio AT a seguito della riparazione del componente guasto presso la CP di Villa Literno (sezionatore di sbarra AT) e la contemporanea riparazione di conduttori da parte del Personale Terna sui collegamenti Carinola-Marzanello-Pignataro 132 kV (conduttore spezzato fase 12) e Garigliano-Sessa Aurunca (collo morto aperto).

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

- Energia non fornita netta = 286,12 MWh¹¹
- Elemento di rete origine della disalimentazione: Sbarre
- Titolare elemento di rete origine della disalimentazione: Enel Distribuzione S.p.A.
- Classificazione AEEG (1° e 2° livello): 3CE-40I.

¹¹ Valore senza applicazione della funzione di smussamento e mitigazione per incidenti rilevanti ai sensi della del.341/07 AEEG.

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, 2008, 2009 e 2010.

Titolo	Data
Livelli attesi della qualità della tensione per l'anno 2011	20/04/2011
Valori minimi e massimi convenzionali della corrente di cortocircuito e della potenza di cortocircuito della rete rilevante con tensione 380-220-150-132 kV – Anno 2010	15/02/2011
Elenco dei siti di utenti consumatori ed utenti produttori direttamente connessi alla rete AT TELAT AL 31.12.2010.	31/01/2011
Elenco dei siti di utenti consumatori ed utenti produttori indirettamente connessi alla rete di trasmissione nazionale al 31.12.2010.	31/01/2011
Elenco dei siti di utenti consumatori ed utenti produttori direttamente connessi alla rete di trasmissione nazionale "storica" al 31.12.2010.	31/01/2011
Schede registrazione disalimentazioni (Energia non fornita o energia non ritirata) degli Utenti connessi alla RTN - Anno 2009	16/12/2010
Qualità del servizio di trasmissione - Rapporto annuale per l'anno 2009	31/10/2010
Livelli attesi della qualità della tensione per l'anno 2010	31/10/2010
Valori minimi e massimi convenzionali della corrente di cortocircuito e della potenza di cortocircuito della rete rilevante con tensione 380-220-150-132 kV – Anno 2009	18/05/2010
Elenco dei siti di utenti consumatori ed utenti produttori direttamente connessi alla rete di trasmissione nazionale "storica" al 31.12.2009	11/05/2010
Elenco dei siti di utenti consumatori ed utenti produttori indirettamente connessi alla rete di trasmissione nazionale al 31.12.2009	06/05/2010
Rapporto annuale per l'anno 2008 - Qualità del servizio di Trasmissione	08/10/2009
Schede registrazione disalimentazioni (Energia non fornita o energia non ritirata) degli Utenti connessi alla RTN - Anno 2008	25/09/2009
Livelli attesi della qualità della tensione per l'anno 2009	09/09/2009
Valori minimi e massimi convenzionali della corrente di cortocircuito e della potenza	17/08/2009

di cortocircuito della rete rilevante con tensione 380-220-150-132 kV – Anno 2008	
Elenco dei siti di utenti consumatori e di utenti produttori indirettamente connessi alla rete di trasmissione nazionale al 31.12.2008	28/05/2009
Elenco dei siti di utenti consumatori e di utenti produttori direttamente connessi alla rete di trasmissione nazionale al 31.12.2008	28/05/2009
Valori minimi e massimi convenzionali di potenza di cortocircuito della rete rilevante con tensione 380-220-150-132 kV aggiornamento Dicembre 2008	12/03/2009
Rapporto annuale per l'anno 2007 - Qualità del servizio di Trasmissione.	06/06/2008
Livelli attesi della qualità della tensione per l'anno 2008.	30/05/2008
Elenco dei siti di utenti consumatori e di utenti produttori indirettamente connessi alla rete di trasmissione nazionale al 31.12.2007.	26/03/2008
Elenco dei siti di utenti consumatori e di utenti produttori direttamente connessi alla rete di trasmissione nazionale al 31.12.2007.	26/02/2008
Livelli minimo e massimo del valore efficace della tensione 380-220-150-132 kV della rete rilevante anno 2007.	13/06/2007
Valori minimi e massimi convenzionali di potenza di cortocircuito della rete rilevante con tensione 380-220-150-132 kV anno 2007.	01/06/2007
Rapporto annuale per l'anno 2006 - Qualità del servizio di Trasmissione.	10/05/2007
Qualità del servizio di trasmissione - Livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione per l'anno 2007.	02/03/2007
Determinazione e verifica dei valori minimi e massimi convenzionali della potenza di cortocircuito per i siti direttamente connessi alla RTN.	12/05/2006
Livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione per l'anno 2006.	26/01/2006
Elenco preliminare degli impianti per le campagne di misura.	21/10/2005
Qualità della tensione sulla RTN: piano per l'avvio di campagne su misura.	05/09/2005
Caratteristiche della tensione sulla RTN: criteri di misura.	15/07/2005