

QUALITA' DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE
RAPPORTO ANNUALE
PER L'ANNO 2014

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

Aprile 2015

INDICE

1. PREMESSA.....	4
2. PIANIFICAZIONE DELLA RETE	5
2.1 Introduzione.....	5
2.2 Nuove stazioni di trasformazione.....	5
2.3 Piano di rifasamento della rete per il miglioramento dei profili di tensione	6
2.4 Livelli previsionali a 5 anni delle potenze di corto circuito massime e minime ai diversi livelli di tensione.....	7
3. QUALITA' DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE	12
3.1 Classificazione e registrazione delle interruzioni	12
3.2 Indici di continuità del servizio della rete di trasmissione soggetti al meccanismo di incentivazione/penalità: ENSR TERNA/TELAT - Energia non fornita di riferimento (MWh)	12
3.3 Indici di continuità del servizio della rete di trasmissione monitorati.....	15
3.3.1. ENSR ALTRI - Energia non fornita di riferimento (MWh).....	15
3.3.2. SAIFI + MAIFI - Numero medio di disalimentazioni brevi e lunghe per Utente (n°/Utente).....	17
3.3.3. ENS - Energia non fornita per le interruzioni con disalimentazioni (MWh)	18
3.3.4. ENR - Energia non ritirata dalle unità di produzione (MWh).....	19
3.3.5. AIT - Tempo medio di disalimentazione di sistema (minuti/periodo)	21
3.3.6. DMI - Durata media delle interruzioni con disalimentazione lunghe per Utente (minuti/utente).....	22
3.4 Energia non fornita netta: suddivisione per Cause	23
3.5 Interruzioni transitorie sugli Utenti connessi alla RTN	24
4. QUALITÀ DELLA TENSIONE.....	26
5. CARATTERISTICHE DELLA QUALITÀ DELLA TENSIONE	26
6. CAMPAGNA DI MISURA.....	27
6.1 Generalità	27
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	44
7.3 Asimmetria.....	47
7.4 Flicker P_{st}	50
7.5 Flicker P_{lt}	53
7.6 Variazioni della tensione.....	57
7.7 Variazioni della frequenza	57
7.8 Riepilogo confronto livelli misurati con target 2014.....	58
8. VERIFICA DELLA POTENZA DI CORTO CIRCUITO	59
9. SERVIZI DI INTERRUPIBILITÀ E DI RIDUZIONE ISTANTANEA DEI PRELIEVI DI ENERGIA ELETTRICA PER LA SICUREZZA.....	61
9.1 Ricorso al servizio di interrompibilità e di riduzione istantanea dei prelievi nel corso dell'anno 2013.....	61
10. CONTRATTI PER LA QUALITÀ PER GLI UTENTI DELLA RTN.....	62

11.	INCIDENTI RILEVANTI.....	62
12.	ELENCO DEI DOCUMENTI PUBBLICATI DA TERNA.....	63

1. PREMESSA

L'art. 32.4 dell'Allegato A alla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico 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 (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 e di riduzione istantanea dei prelievi per la sicurezza 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 mantenimento e 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 dell'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 2015 (PdS 2015) è stata prevista la realizzazione di nuove stazioni di trasformazione e riassetti con incrementi della magliatura di rete ed è stato individuato un piano di rifasamento della rete per il miglioramento dei profili di tensione. (cfr. PdS 2015 – par. 3.7.1 e Avanzamento Piani di Sviluppo precedenti).

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, 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:

- 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);
- necessità di raccolta della generazione presente sulla rete di sub-trasmissione in costante crescita.

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, 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 dispositivi di compensazione reattiva (condensatori, reattanze e compensatori sincroni) che si rendessero necessari, sono richiesti tempi medi contenuti.

Nella successiva Fig. 1 sono rappresentate i nuovi dispositivi di compensazione reattiva come previsti nel PdS 2015 (cfr par 3.7.1).

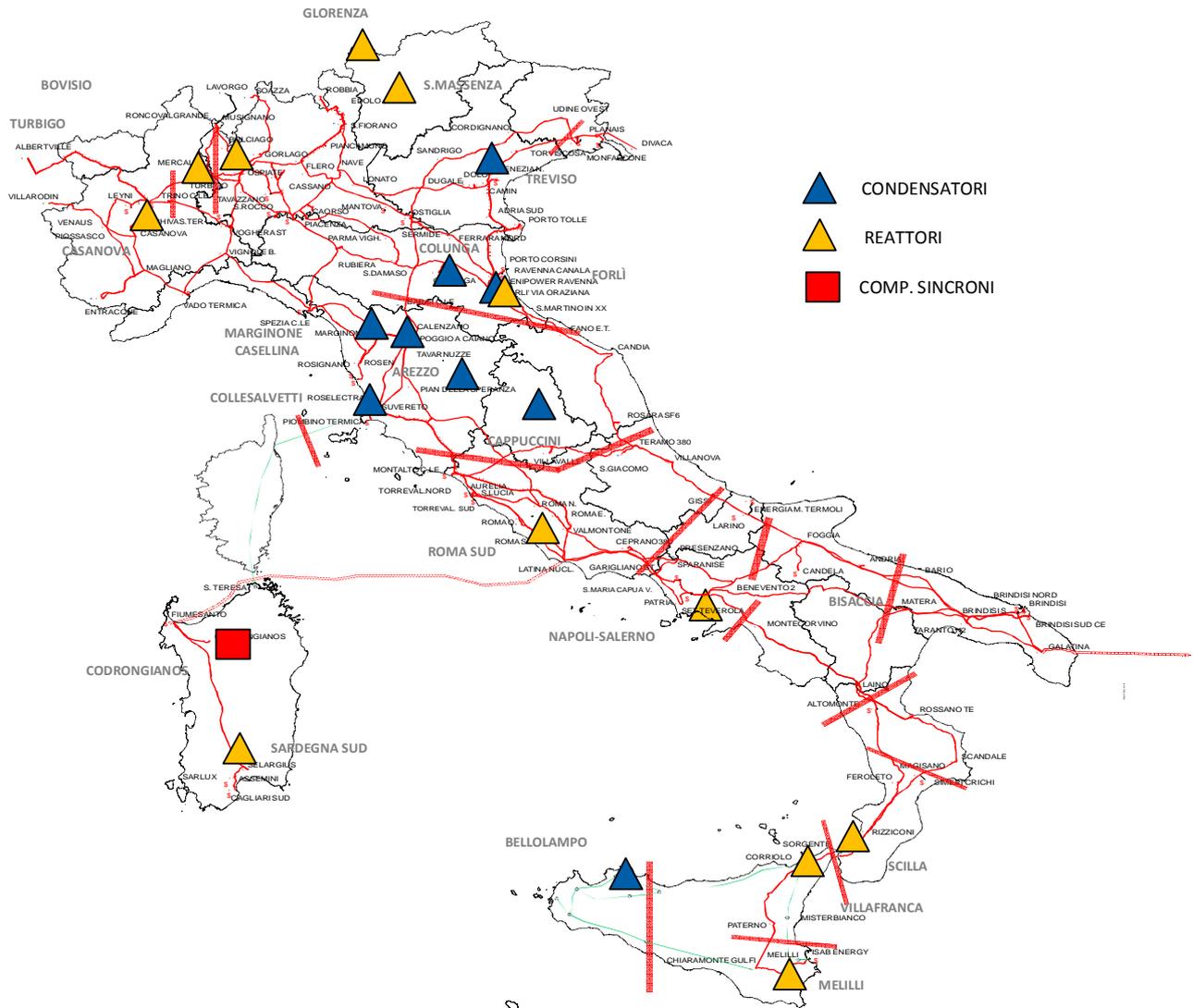


Fig.1 – Installazione di dispositivi di compensazione reattiva previsti nel PdS 2015

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 n. 250/04 dell'AEEGSI, 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 2013. 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	6.700	3%	1.800	0%
1st Quartile	13.500	15%	5.100	12%
Mediana	17.300	10%	7.300	9%
Valore medio	18.100	10%	8.800	23%
3rd Quartile	21.800	8%	12.500	29%
Valore Massimo	42.100	9%	21.100	46%

	Pcc Massima (MVA)		Pcc Massima (MVA)	
	150 kV		132 kV	
	Rete previsionale	Incremento %	Rete previsionale	Incremento %
Valore Minimo	400	19%	310	1%
1st Quartile	2.200	22%	1.900	3%
Mediana	2.900	27%	2.900	11%
Valore medio	3.300	33%	3.000	14%
3rd Quartile	4.100	39%	4.000	17%
Valore Massimo	9.500	62%	9.700	20%

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 2013.

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, analogamente, variazioni percentualmente notevoli, specialmente per i valori estremi, sono dovute a particolari assetti di rete attuale rapportati ai valori previsionali.

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 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 2013, in quanto sono stati considerati in esercizio gli impianti autorizzati, caratterizzati da un'efficienza maggiore.

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.

	Pcc Minima convenzionale (MVA)		Pcc Minima convenzionale (MVA)	
	380 kV		220 kV	
	Rete previsionale	Incremento %	Rete previsionale	Incremento %
Valore Minimo	2.000	28%	150	0%
1st Quartile	6.100	52%	2.000	18%
Mediana	8.600	32%	3.500	21%
Valore medio	9.400	29%	4.700	34%
3rd Quartile	11.800	15%	7.200	39%
Valore Massimo	23.100	2%	15.600	57%

	Pcc Minima convenzionale (MVA)		Pcc Minima convenzionale (MVA)	
	150 kV		132 kV	
	Rete previsionale	Incremento %	Rete previsionale	Incremento %
Valore Minimo	80	0%	100	165%
1st Quartile	800	27%	800	9%
Mediana	1.200	34%	1.200	15%
Valore medio	1.500	41%	1.400	19%
3rd Quartile	1.800	37%	1.800	10%
Valore Massimo	6.900	44%	7.700	56%

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 dell'Allegato A alla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico n. ARG/elt 197/11 (nel seguito: Delibera n. 197/11) 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 il gas e il sistema idrico ha definito i livelli obiettivo (target) di qualità del servizio relativi agli anni 2012-2015 sulla base dei risultati disponibili negli ultimi anni. Tali livelli sono stati approvati dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico con la delibera 435/12/R/eel.

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 connessi alla RTN, in larga parte adottati su base internazionale.

Nel l'Allegato 54 al Codice di Rete A.54 al Codice di Rete, avente ad oggetto, "Classificazione e registrazione delle interruzioni degli Utenti direttamente e indirettamente connessi alla RTN", sono definite le modalità di registrazione delle interruzioni 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: ENSR TERNA/TELAT - 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

(RTN 2008 e RTN Telat)² e valutata per le tipologie di Utenti (direttamente ed indirettamente connessi alla RTN). Viene calcolato in corrispondenza delle seguenti cause origine, riportate nella tabella “Classificazione delle interruzioni” di cui al paragrafo 9.6 dell’Allegato A.54 al Codice di Rete (nel seguito: tabella “Classificazione delle interruzioni”) e separatamente per la RTN 2008 e la RTN Telat:

- Cause 1CD – 20D (ENSR Terna)
- Cause 1CD – 10R (ENSR Terna)
- Cause 2FM – 30R (ENSR Terna)
- Cause 2FM – 30T (ENSR Telat)
- Cause 3CE – 60R (ENSR Terna, effetto Utenti direttamente connessi alla RTN 2008)
- Cause 3CE – 60T (ENSR Telat, effetto Utenti direttamente connessi alla RTN Telat)
- Cause 3CE – 70R (ENSR Terna)
- Cause 3CE – 70T (ENSR Telat)
- Cause 4AC – Tutte (ENSR Terna o Telat in base al titolare della rete origine)

In particolare, nella classificazione:

- 1CD-20D sono inserite le disalimentazioni causate da interventi degli EAC 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 che indirettamente connessi alla RTN;
- 1CD-10R sono inserite le disalimentazioni causate da interventi degli EAC 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 che indirettamente connessi alla RTN, attivati per cause origine reti estere senza l'interessamento prioritario delle risorse interrompibili e di emergenza;
- 2FM-30R/T sono inserite le disalimentazioni determinate da eventi meteorologici eccezionali che determinano il superamento dei limiti di progetto su rete RTN 2008/Telat;
- 3CE-60R/T sono inserite le disalimentazioni di Utenti coinvolti e che hanno avuto origine su elementi di rete appartenenti a siti Utente AT direttamente connessi alla RTN 2008/Telat;

² “RTN 2008” e “RTN Telat” sono definite all’art. 1, comma 3, rispettivamente lettere l) ed m) della Delibera AEEG 197/11.

- 3CE-70R/T sono inserite le disalimentazioni determinate da danneggiamenti e contatti accidentali provocati da terzi su rete RTN 2008/Telat;
- 4AC-Tutte sono inserite le disalimentazioni che hanno avuto origine su elementi di rete appartenenti alla RTN 2008/Telat.

Sono altresì incluse 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" e per i quali si applica convenzionalmente la funzione di limitazione di cui alla tabella 1 della Delibera AEEGSI 197/11.

In fig. 2a e fig. 2b vengono forniti i dati sull'andamento della performance annuale rispettivamente per l'indicatore ENSR Terna e per l'indicatore ENSR Telat, nel periodo 2008-2014 e con arrotondamento all'unità.

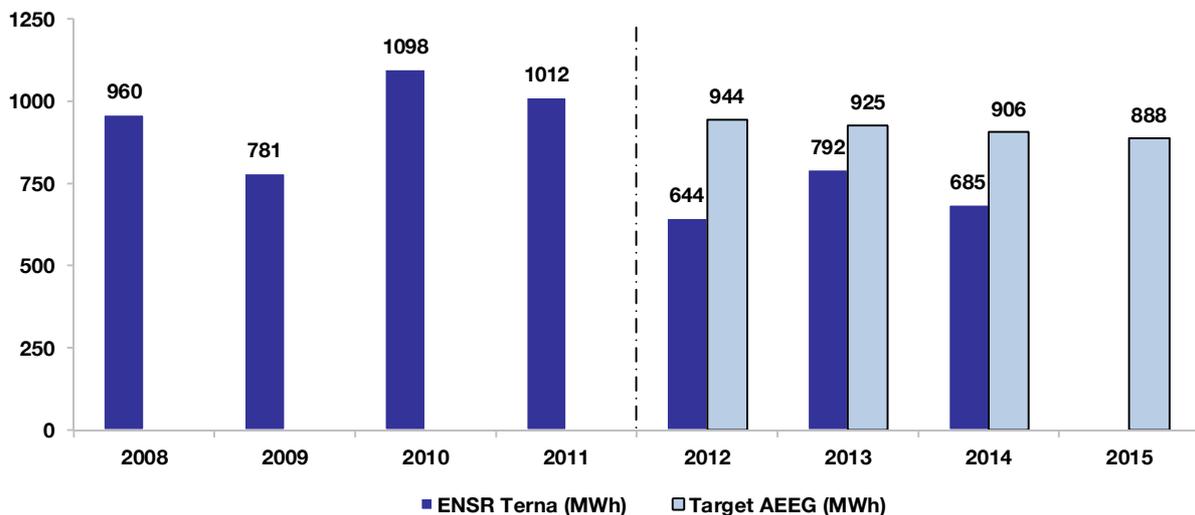


Fig.2a – Andamento performance annuale indicatore ENSR Terna

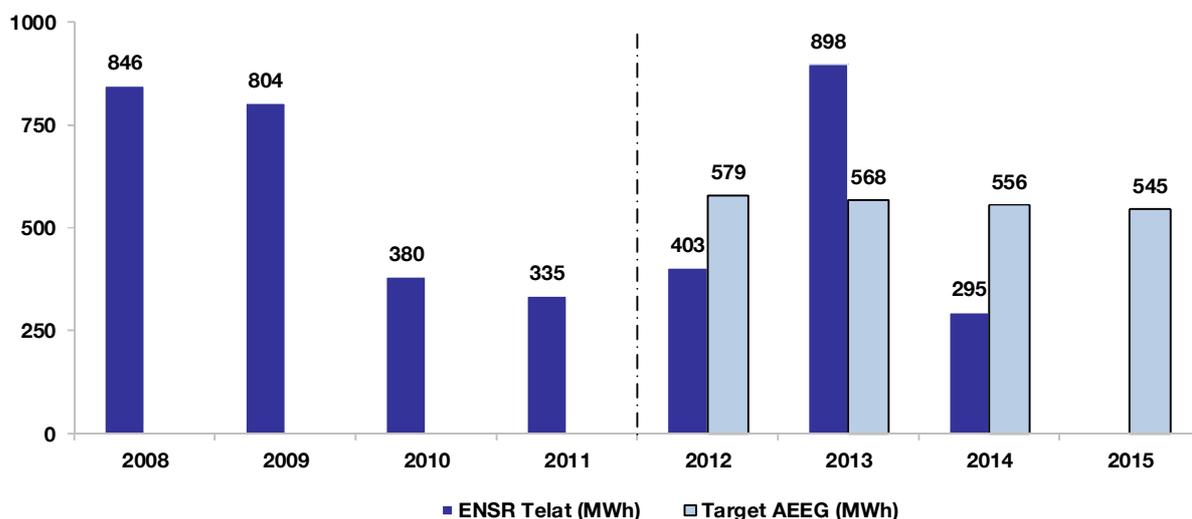


Fig.2b – Andamento performance annuale indicatore ENSR Telat

I risultati di esercizio, rispetto ai target³ di riferimento, mostrano una performance annuale per l'anno 2014 migliore per entrambi gli indicatori.

3.3 Indici di continuità del servizio della rete di trasmissione monitorati

3.3.1. ENSR ALTRI - 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 la rete rilevante non RTN. Viene calcolato in corrispondenza delle seguenti cause origine, riportate nella tabella "Classificazione delle interruzioni":

- Cause 2FM – 30I
- Cause 3CE – 40I
- Cause 3CE – 60I (effetto Utenti indirettamente connessi alla RTN)
- Cause 3CE – 70I

In particolare nella classificazione:

- 2FM-30I sono inserite le disalimentazioni determinate da eventi meteorologici eccezionali che determinano il superamento dei limiti di progetto su rete rilevante non RTN.
- 3CE-40I sono inserite le disalimentazioni determinate da eventi che hanno avuto origine su rete rilevante non RTN.
- 3CE-60I sono inserite le disalimentazioni di Utenti coinvolti e che hanno avuto origine su elementi di rete appartenenti a siti Utente AT indirettamente connessi alla RTN.
- 3CE-70I sono inserite le disalimentazioni determinate da danneggiamenti e contatti accidentali provocati da terzi su rete rilevante non RTN.

Sono altresì incluse 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".

In fig. 2c vengono forniti i dati sull'andamento della performance annuale dell'indicatore, nel periodo 2008-2014 e con arrotondamento all'unità.

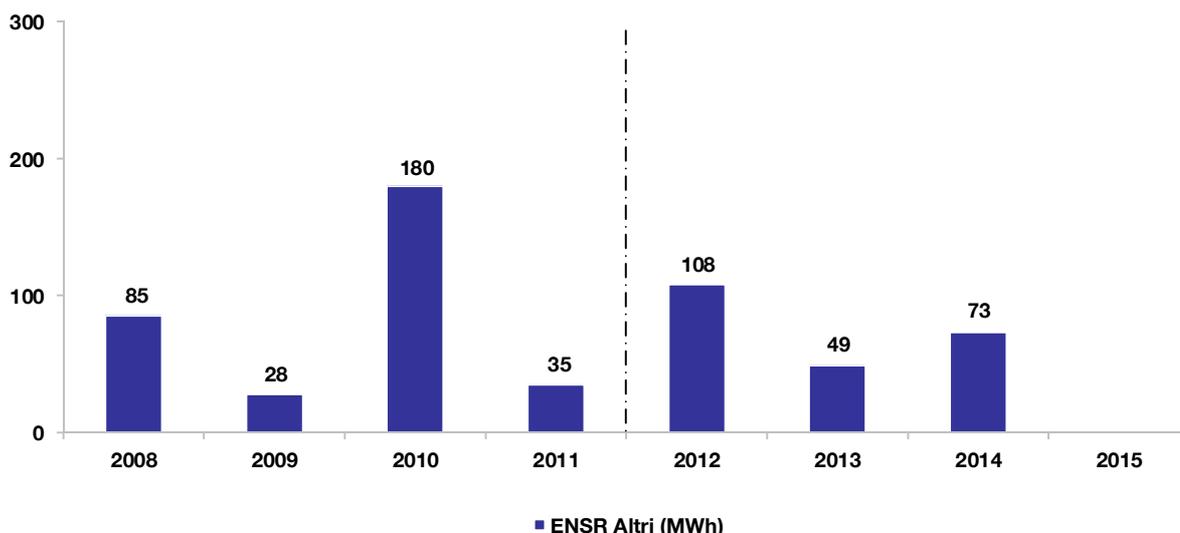


Fig.2c – Andamento performance annuale indicatore ENSR Altri

³ Target annuale definito dall'AEEGSI (Delibera AEEGSI 435/12).

3.3.2. SAIFI + MAIFI - Numero medio di disalimentazioni brevi e lunghe per Utente (n°/Utente)

L'indice SAIFI + MAIFI è calcolato, per tutti i livelli di tensione, per tutti gli eventi che hanno prodotto interruzioni brevi e lunghe con disalimentazione degli Utenti direttamente connessi alla RTN, con origine sulla medesima RTN e classificati con Codice causa AEEG di primo 1° livello 4AC (Altre Cause), così come riportato nella tabella "Classificazione delle interruzioni". L'indice SAIFI+MAIFI è calcolato per tutti i livelli di tensione AT/AAT su base mensile e annuale per l'intero ambito nazionale, separatamente per la RTN Terna e la RTN Telat, ovvero per le aree geografiche corrispondenti alle Aree Operative di Trasmissione di Terna. I dati vengono forniti con arrotondamento alla seconda cifra decimale.

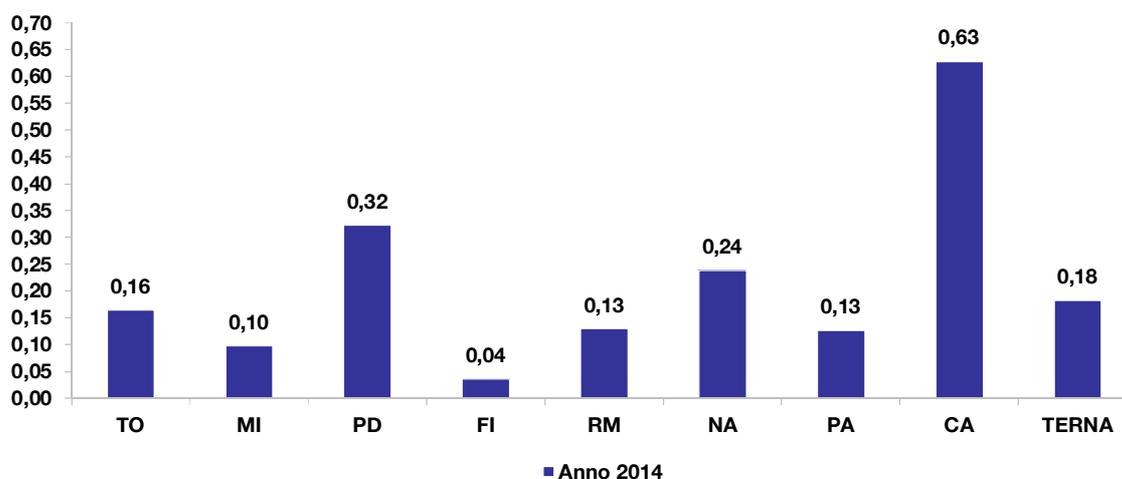


Fig.3a – Andamento performance annuale indicatore SAIFI+MAIFI Terna

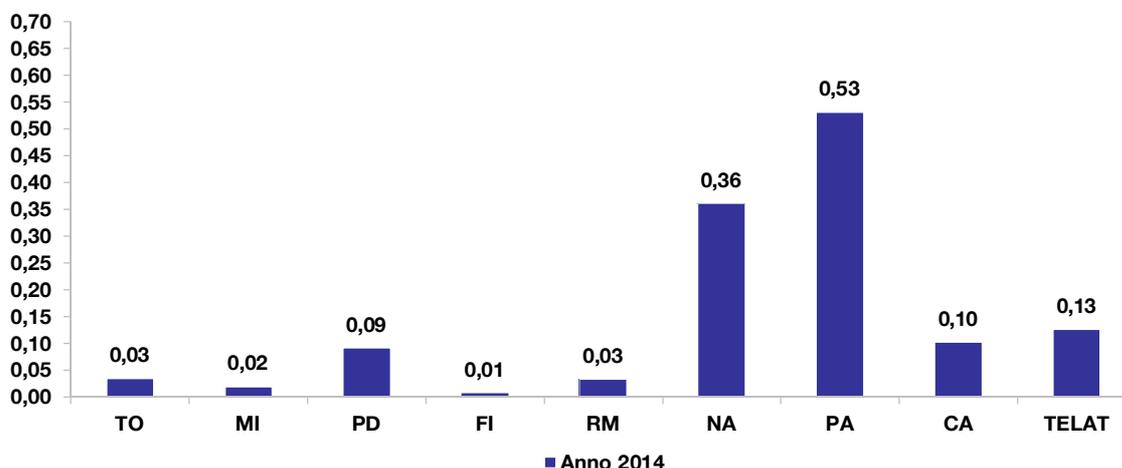


Fig.3b – Andamento performance annuale indicatore SAIFI+MAIFI Telat

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

L'indice ENS è calcolato sui valori di energia non fornita netta, per tutti i livelli di tensione, per tutti gli eventi che hanno prodotto interruzioni con disalimentazione degli Utenti direttamente e indirettamente connessi alla RTN, con origine sulla medesima RTN e classificate con Codice causa AEEG di 1° livello 4AC (Altre Cause), così come riportato nella tabella "Classificazione delle interruzioni".

L'indice ENS è calcolato per tutti i livelli di tensione AT/AAT su base mensile e annuale per l'intero ambito nazionale, separatamente per la RTN Terna e la RTN Telat, ovvero per le aree geografiche corrispondenti alle Aree Operative di Trasmissione di Terna. Sono altresì inclusi nel computo dell'ENS tutte le disalimentazioni occorse a seguito di incidenti rilevanti, classificate con Codice causa AEEG di 1° livello 4AC (Altre Cause) e per le quali si applica convenzionalmente la funzione di limitazione di cui alla tabella 1 della Delibera n.197/11.

I dati vengono forniti con arrotondamento all'unità.

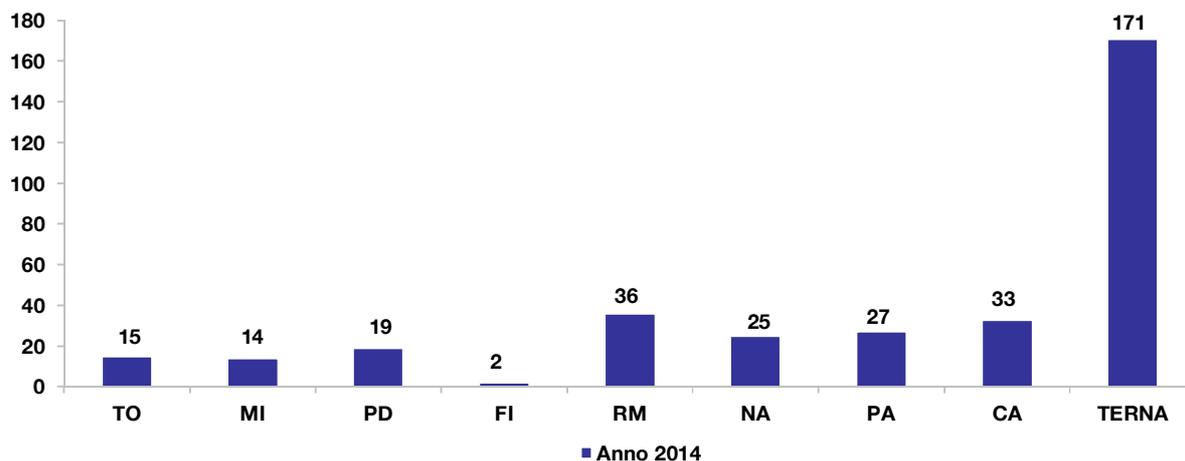


Fig.4a – Andamento performance annuale indicatore ENS Terna

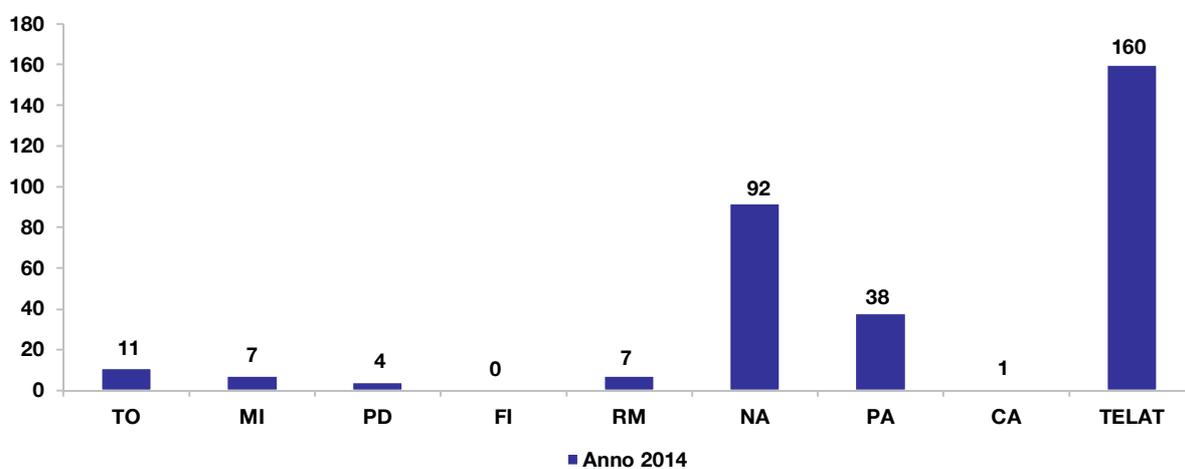


Fig.4b – Andamento performance annuale indicatore ENS Telat

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

L'indice ENR è calcolato, per tutti i livelli di tensione, per tutti gli eventi che hanno prodotto mancato ritiro di energia degli Utenti produttori direttamente e indirettamente connessi alla

RTN, con origine sulla medesima RTN e classificate con Codice causa AEEG di 1° livello 4AC (Altre Cause), così come riportato nella tabella “Classificazione delle interruzioni”.

L'indice ENR è calcolato per tutti i livelli di tensione AT/AAT su base mensile e annuale per l'intero ambito nazionale, separatamente per la RTN Terna e la RTN Telat, ovvero per le aree geografiche corrispondenti alle Aree Operative di Trasmissione di Terna.

I dati, riportati in fig. 5a e fig. 5b, vengono forniti con arrotondamento all'unità.

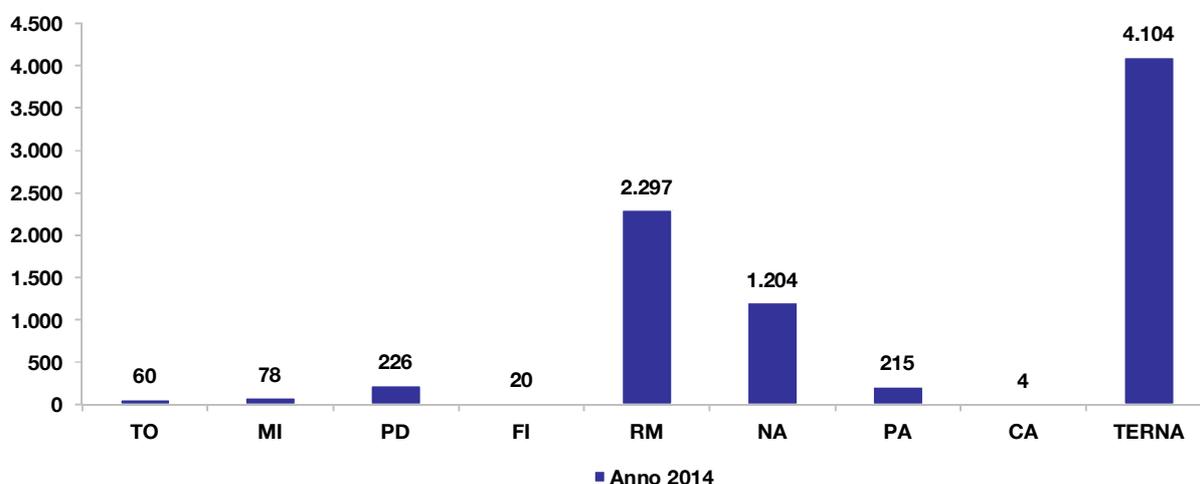


Fig.5a – Andamento performance annuale indicatore ENR Terna

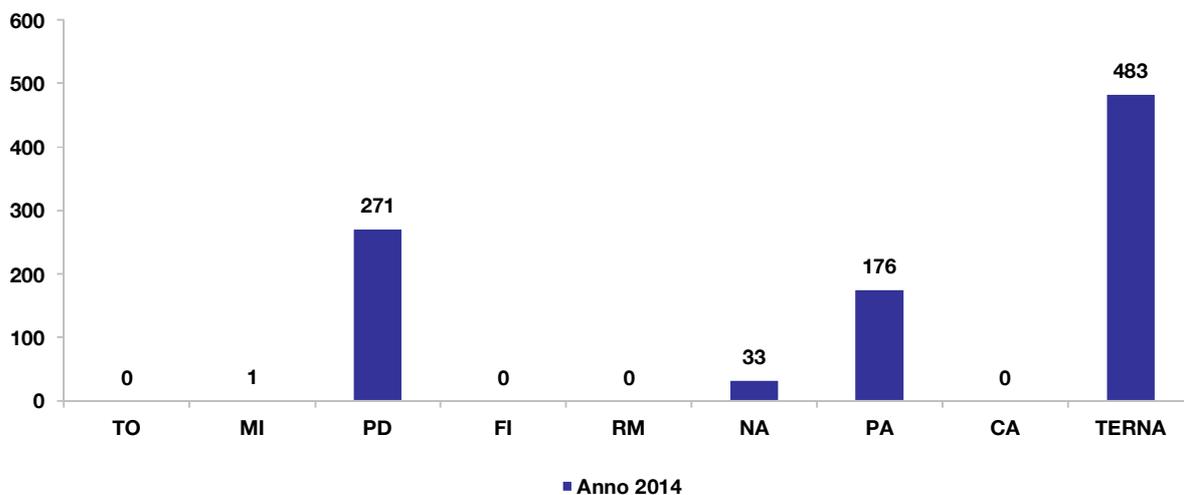


Fig.5b – Andamento performance annuale indicatore ENR Telat

3.3.5. AIT - Tempo medio di disalimentazione di sistema (minuti/periodo)

L'indice AIT è calcolato, per tutti i livelli di tensione, per tutti gli eventi che hanno prodotto interruzioni con disalimentazione di siti utente direttamente e indirettamente connessi alla RTN, con origine sulla medesima RTN e classificate con Codice causa AEEG di 1° livello 4AC (Altre Cause), così come riportato nella tabella "Classificazione delle interruzioni".

L'indice AIT è calcolato per tutti i livelli di tensione AT/AAT su base mensile e annuale per l'intero ambito nazionale, separatamente per la RTN Terna e la RTN Telat, ovvero per le aree geografiche corrispondenti alle Aree Operative di Trasmissione di Terna.

I dati vengono forniti con arrotondamento alla seconda cifra decimale.

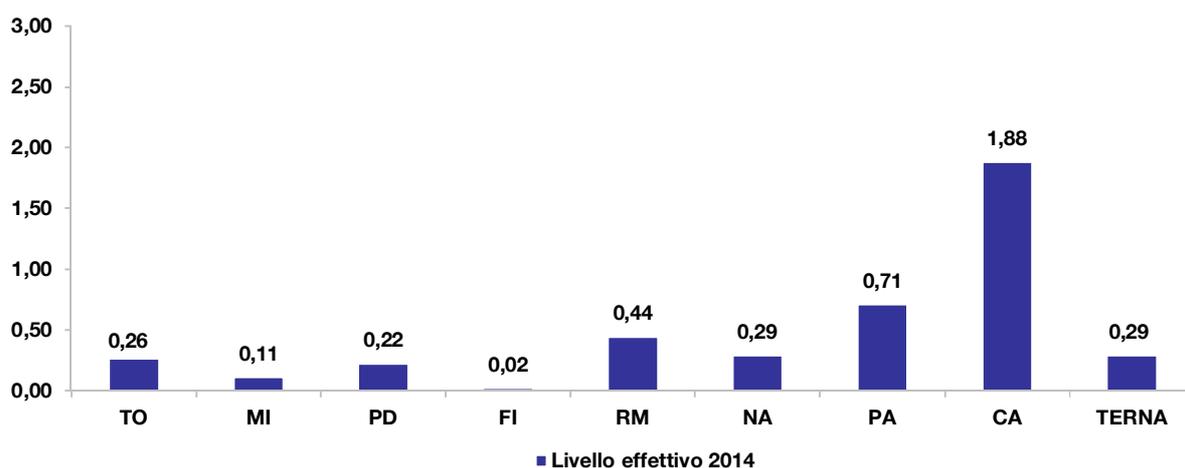


Fig.6a – Andamento performance annuale indicatore AIT Terna

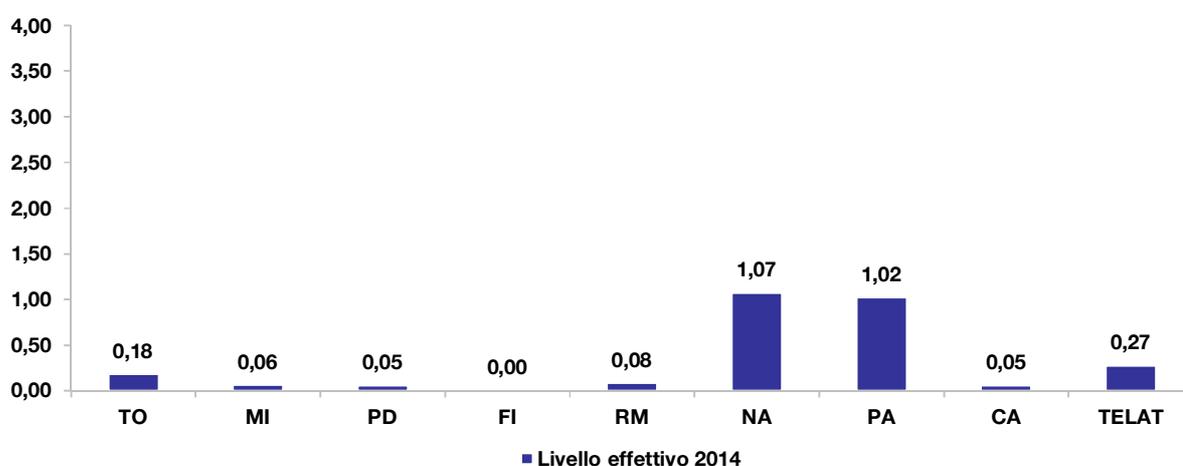


Fig.6b – Andamento performance annuale indicatore AIT Telat

3.3.6. DMI - Durata media delle interruzioni con disalimentazione lunghe per Utente (minuti/utente)

L'indice DMI è calcolato per tutte le disalimentazioni lunghe degli Utenti direttamente connessi alla RTN, con origine sulla medesima RTN e classificate con Codice causa AEEG di 1° livello 4AC (Altre Cause), così come riportato nella tabella "Classificazione delle interruzioni".

Nel calcolo dell'indicatore DMI sono incluse tutte le interruzioni prodotte da incidenti rilevanti. L'indice DMI è calcolato per tutti i livelli di tensione AT/AAT su base mensile e annuale per l'intero ambito nazionale, separatamente per la RTN Terna e la RTN Telat, ovvero per le aree geografiche corrispondenti alle Aree Operative di Trasmissione di Terna.

I dati vengono forniti con arrotondamento alla seconda cifra decimale.

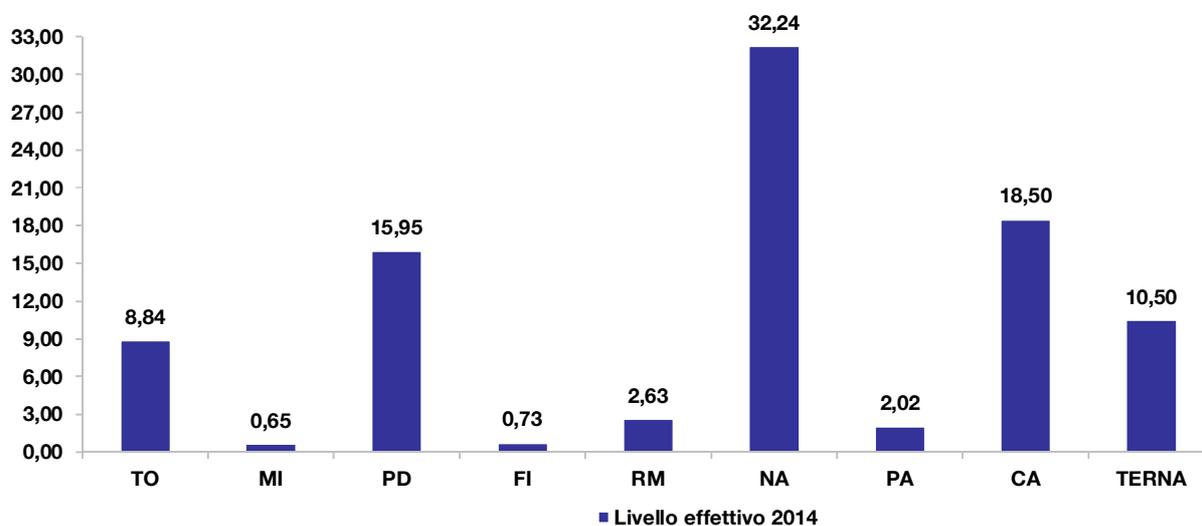


Fig.7a – Andamento performance annuale indicatore DMI Terna

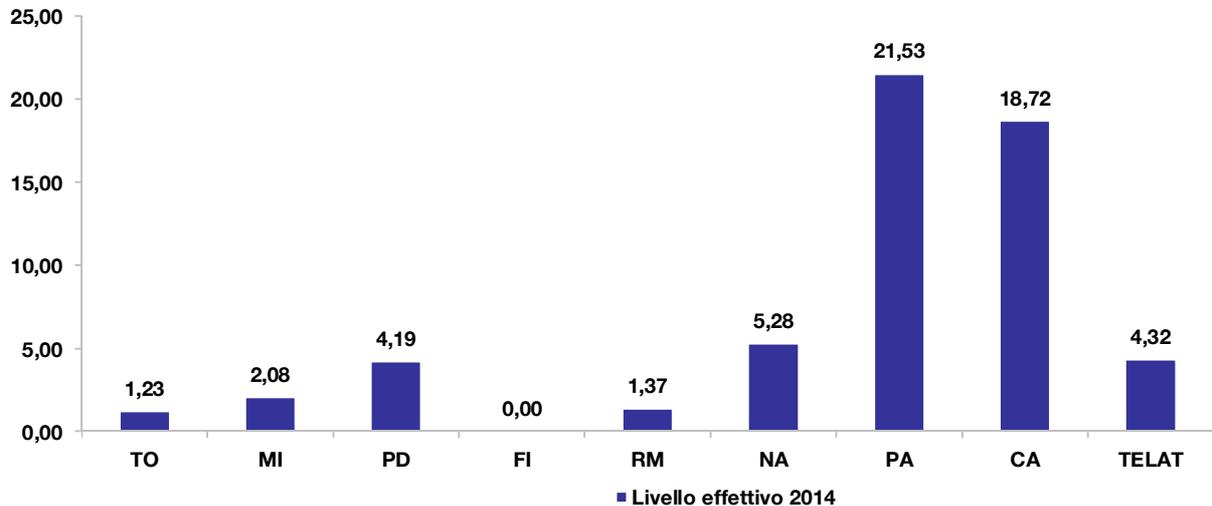


Fig.7b – Andamento performance annuale indicatore DMI Telat

3.4 Energia non fornita netta: suddivisione per Cause

Sulla base delle disalimentazioni degli utenti connessi direttamente ed indirettamente alla RTN registrate nelle “Schede registrazione disalimentazioni” di cui all’Allegato A.54 al Codice di Rete, si riportano in fig. 8 e fig. 9 rispettivamente i valori consuntivati per l’anno 2014, 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.



Fig.8 – Energia non fornita (MWh) suddivisa per Codice Causa 1° livello di aggregazione (esclusi gli Incidenti Rilevanti) nell’anno 2014



Fig.9 - Energia non fornita (MWh) suddivisa per Codice Causa 1° livello di aggregazione (compresi gli Incidenti Rilevanti) nell'anno 2014

3.5 Interruzioni transitorie sugli Utenti connessi alla RTN

A decorrere dal 1° gennaio 2007, Terna registra anche le interruzioni transitorie sugli Utenti 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 utenti in AT⁴, 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 in assenza di telepilotaggio, 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.

⁴ La rete a 220 kV, 150 kV e 132 kV.

Queste informazioni non sono deducibili dagli strumenti impiegati nella campagna di misura della Qualità della tensione (Capitolo 6).

Si riporta di seguito una sintesi del numero delle interruzioni transitorie registrate per l'anno 2014 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	17	37	55
MI	8	13	37	58
PD	7	6	24	37
FI	4	6	16	26
RM	13	18	21	52
NA	3	24	41	68
PA	1	10	51	62
CA	0	0	2	2
TERNA	37	94	229	360

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

4. QUALITÀ DELLA TENSIONE

L'art. 31.1 della Delibera n. 250/04 prevede che il Gestore della rete di trasmissione (Terna) rilevi, a campione, le grandezze relative alla qualità della 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 della Delibera n. 250/04 è stato pubblicato sul sito di Terna ed approvato dall'Autorità con delibera n. 210/05.

L'art. 33.5 della Delibera n. 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 della medesima delibera, siano presentati all'Autorità al più tardi in occasione dell'aggiornamento relativo al periodo di regolazione in vigore.

Terna deve inoltre mettere a disposizione, in base all'art. 32 comma 32.4 ed art. 67 comma 67.5 della Delibera n. 250/04, un sistema di interrogazione on line sul 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. A questi si sono aggiunti ulteriori 18 strumenti della società Schneider installati nel corso degli anni 2012-2013.

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 n. 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 AEEGSI, 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 AEEGSI 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 altri anni, aumentando se possibile 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.

Poiché dall'analisi delle registrazioni effettuate dai nuovi strumenti di misura (nel seguito: SM) installati nel corso del 2012-2013 sono emerse alcune anomalie nella registrazione delle misure dei parametri della qualità della tensione, è stato scelto di escluderli dalle analisi. Pertanto i risultati presentati si riferiscono ai soli 163 SM installati prima del 2012. Terna si è altresì attivata per risolvere le suddette anomalie.

Si fa quindi presente che i dati relativi ai livelli monitorati per l'anno 2014 sono riferiti agli stessi siti e quindi possono essere fatte alcune considerazioni di confronto con i dati relativi all'anno 2013.

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 (17)	0	7 (17)
220 kV	10 (19)	6	16 (25)
150 kV	23	23	46
132 kV	67	27	94
60 kV	0	2	2
Totale	107 (126)	56	163 (182)
Tra parentesi il numero di strumenti comprensivo delle installazioni effettuate nel corso del 2012-2014			

Tab. 4 – Installazioni degli strumenti

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

- In figura 10 la collocazione sul territorio nazionale.

- In tabella 5 la ripartizione per area territoriale.

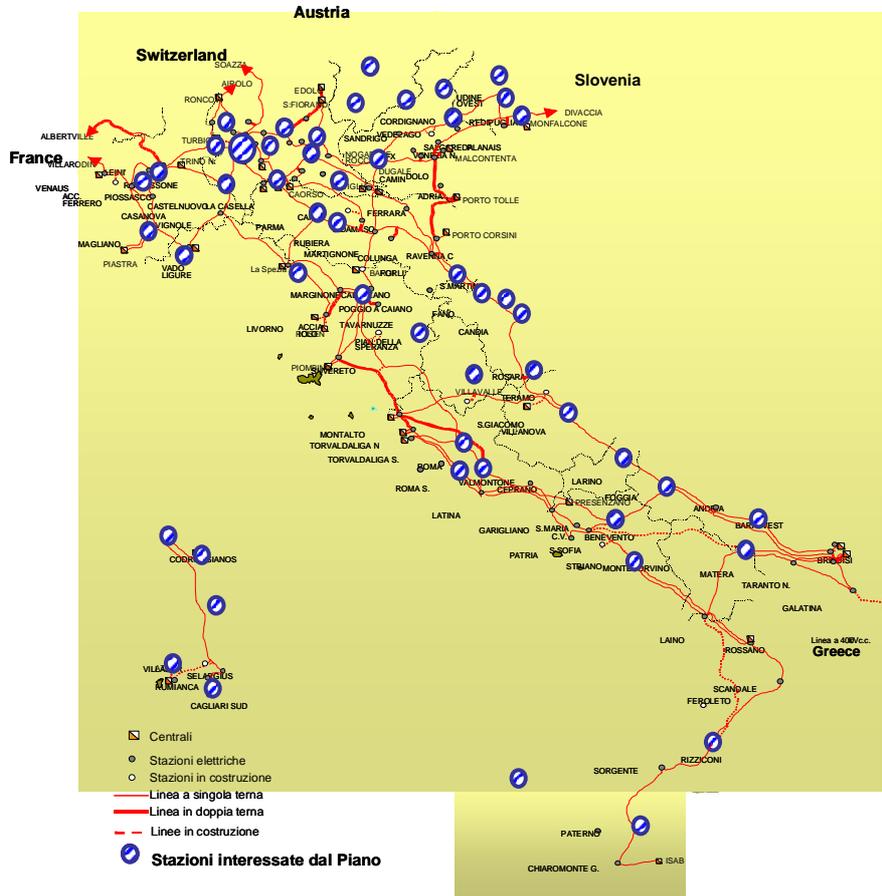


Figura 10 - Posizionamento degli Strumenti installati nelle stazioni Terna

Area Territoriale	N° di strumenti
Torino	16 (8)
Milano	16 (7)
Venezia	25 (3)
Firenze	8
Roma	17
Napoli	15 (1)
Palermo	4
Cagliari	7
Totale	107 (126)

Tra parentesi il numero di strumenti comprensivo delle installazioni effettuate nel corso del 2012-2014

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 2014÷Dicembre 2014 e sono, per quanto possibile, confrontati con quelli relativi al corrispondente periodo Gennaio 2013÷Dicembre 2013.

7.1 Buchi di tensione

I buchi di tensione che coinvolgono due o tre fasi sono raggruppati e denominati polifase, mentre i buchi di tensione che coinvolgono una sola fase 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 (monofase o bifase) con tensione residua nulla (o minore del 5 %) di qualsiasi durata poiché essi sono influenzati dal ciclo di richiusura attuato sulla rete e quindi non registrano correttamente la durata e la profondità del buco di tensione in quanto i trasduttori sono installati lato linea; TERNA ha quindi predisposto un algoritmo

per ricavare l'apertura dell'interruttore dalle misure di tensione in modo da superare questo criterio di valutazione. La verifica sul suddetto algoritmo ha evidenziato tuttavia che non riesce ad individuare tutti le condizioni possibili, essendo basato su rilievo della tensione e non sullo stato dell'interruttore, per cui il criterio b) è stato ancora utilizzato nelle analisi ed applicato in un numero molto ridotto di casi;

- c) buchi di tensione con tensione residua elevata (superiore all'85% della V_n) e qualsiasi durata poiché sono influenzati dagli errori di misura dei TV e SM.
- d) buchi di tensione non validati a seguito di analisi puntuali, quali ad esempio registrazioni oscillografiche.

Di seguito è riportata una tabella riassuntiva (Tabella 6) riportante la motivazione e il numero di eventi eliminati, secondo quanto affermato in precedenza.

Criterio	Numero eventi eliminati	Tipo
<i>Criterio a</i>	125	Monofase
<i>Criterio b</i>	42 39	Monofase Polifase
<i>Criterio c</i>	73767 498	Monofase Polifase
<i>Criterio d</i>	58910 40	Monofase Polifase

Tabella 6: Riepilogo degli eventi eliminati nella campagna di misura 2014

Nella Tabella 7, Tabella 8, Tabella 9, Tabella 10, Tabella 11 e Tabella 12 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. Nella Tabella 13, Tabella 14, Tabella 15, Tabella 16, Tabella 17 e Tabella 18 sono invece riportati i valori medi.

380 – 220 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
90 > u > 80	148	41	8	6	0	1	0	1	0	0	156	49
80 > u > 70	805	56	74	4	18	1	12	1	14	0	923	62
70 > u > 40	62	56	1	4	0	1	0	1	0	0	63	62
40 > u > 5	10	6	0	0	0	0	0	0	0	0	10	6
5 > u	2	0	0	4	0	0	0	0	0	0	2	4
totale	1027	159	83	18	18	3	12	3	14	0	1154	183

Tabella 7: Ripartizione dei buchi di tensione in funzione della durata e della tensione residua (380-220 kV)

150-132-120 kV Nord												
	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
90 > u > 80	242	114	23	9	32	2	92	0	181	0	570	125
80 > u > 70	181	120	8	7	3	3	0	1	2	0	194	131
70 > u > 40	201	102	6	12	1	11	2	1	0	0	210	126
40 > u > 5	61	53	6	3	0	4	0	0	0	0	67	60
5 > u	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1
totale	685	390	44	31	36	20	94	2	183	0	1042	443

Tabella 8: Ripartizione dei buchi di tensione in funzione della durata e della tensione residua (150-132-120 kV Nord)

150-132-120 kV Centro												
	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
90 > u > 80	119	37	2	3	2	0	3	1	6	0	132	41
80 > u > 70	148	69	7	5	0	1	0	0	0	0	155	75
70 > u > 40	154	60	5	3	0	1	0	0	0	0	159	64
40 > u > 5	20	14	3	18	0	2	0	0	0	0	23	34
5 > u	3	1	0	3	0	2	0	0	0	0	3	6
totale	444	181	17	32	2	6	3	1	6	0	472	220

Tabella 9: Ripartizione dei buchi di tensione in funzione della durata e della tensione residua (150-132-120 kV)

150-132-120 kV Sud												
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	Mono	Poli
90 > u > 80	135	56	3	3	2	1	2	0	7	0	149	60
80 > u > 70	133	60	2	5	2	1	1	1	2	0	140	67
70 > u > 40	80	69	2	1	2	0	0	0	0	0	84	70
40 > u > 5	17	10	0	1	0	0	0	0	0	0	17	11
5 > u	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
totale	366	196	7	10	6	2	3	1	9	0	391	209

Tabella 10: Ripartizione dei buchi di tensione in funzione della durata e della tensione residua (150-132-120 kV)

150-132-120 kV Sicilia												
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	Mono	Poli
90 > u > 80	54	12	3	0	0	0	3	0	1	0	61	12
80 > u > 70	31	13	0	2	0	1	0	0	0	0	31	16
70 > u > 40	26	20	4	0	0	1	0	0	0	0	30	21
40 > u > 5	10	19	0	0	0	0	0	0	0	0	10	19
5 > u	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
totale	121	65	7	2	0	2	3	0	1	0	132	69

Tabella 11: Ripartizione dei buchi di tensione in funzione della durata e della tensione residua (150-132-120 kV Sicilia)

150-132-120 kV Sardegna												
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	Mono	Poli
90 > u > 80	94	43	15	7	3	0	0	0	0	0	112	50
80 > u > 70	95	13	18	6	1	0	0	0	0	0	114	19
70 > u > 40	45	29	11	4	0	0	0	2	0	0	56	35
40 > u > 5	32	3	12	3	0	0	0	0	0	0	44	6
5 > u	13	2	0	0	0	0	0	0	0	0	13	2
totale	279	90	56	20	4	0	0	2	0	0	339	112

Tabella 12: Ripartizione dei buchi di tensione in funzione della durata e della tensione residua (150-132-120 kV Sardegna)

380 – 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		
90 > u > 80	8,22	2,28	0,44	0,33	0,00	0,06	0,00	0,06	0,00	0,00	8,67	2,72
80 > u > 70	44,72	3,11	4,11	0,22	1,00	0,06	0,67	0,06	0,78	0,00	51,28	3,44
70 > u > 40	3,44	3,11	0,06	0,22	0,00	0,06	0,00	0,06	0,00	0,00	3,50	3,44
40 > u > 5	0,56	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,56	0,33
5 > u	0,11	0,00	0,00	0,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11	0,22
totale	57,06	8,83	4,61	1,00	1,00	0,17	0,67	0,00	0,78	0,00	64,11	10,17

Tabella 13: Riepilogo del numero medio di buchi di tensione osservati sulla rete (380-220 kV)

150-132-120 kV Nord												
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		
90 > u > 80	4,94	2,33	0,47	0,18	0,65	0,04	1,88	0,00	3,69	0,00	11,63	2,55
80 > u > 70	3,69	2,45	0,16	0,14	0,06	0,06	0,00	0,02	0,04	0,00	3,96	2,67
70 > u > 40	4,10	2,08	0,12	0,24	0,02	0,22	0,04	0,02	0,00	0,00	4,29	2,57
40 > u > 5	1,24	1,08	0,12	0,06	0,00	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	1,37	1,22
5 > u	0,00	0,02	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,02
totale	13,98	7,96	0,90	0,63	0,73	0,41	1,92	0,04	3,73	0,00	21,27	9,04

Tabella 14: Riepilogo del numero medio di buchi di tensione osservati sulla rete (150-132-120 kV Nord)

150-132-120 kV Centro												
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		
90 > u > 80	5,41	1,68	0,09	0,14	0,09	0,00	0,14	0,05	0,27	0,00	6,00	1,86
80 > u > 70	6,73	3,14	0,32	0,23	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	7,05	3,41
70 > u > 40	7,00	2,73	0,23	0,14	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	7,23	2,91
40 > u > 5	0,91	0,64	0,14	0,82	0,00	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	1,05	1,55
5 > u	0,14	0,05	0,00	0,14	0,00	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14	0,27
totale	20,18	8,23	0,77	1,45	0,09	0,27	0,14	0,05	0,27	0,00	21,45	10,00

Tabella 15: Riepilogo del numero medio di buchi di tensione osservati sulla rete (150-132-120 kV Centro)

150-132-120 kV Sud												
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
90 > u > 80	11,25	4,67	0,25	0,25	0,17	0,08	0,17	0,00	0,58	0,00	12,42	5,00
80 > u > 70	11,08	5,00	0,17	0,42	0,17	0,08	0,08	0,08	0,17	0,00	11,67	5,58
70 > u > 40	6,67	5,75	0,17	0,08	0,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,00	5,83
40 > u > 5	1,42	0,83	0,00	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,42	0,92
5 > u	0,08	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08	0,08
totale	30,50	16,33	0,58	0,83	0,50	0,17	0,25	0,08	0,75	0,00	32,58	17,42

Tabella 16: Riepilogo del numero medio di buchi di tensione osservati sulla rete (150-132-120 kV Sud)

150-132-120 kV Sicilia												
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
90 > u > 80	27,00	6,00	1,50	0,00	0,00	0,00	1,50	0,00	0,50	0,00	30,50	6,00
80 > u > 70	15,50	6,50	0,00	1,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00	15,50	8,00
70 > u > 40	13,00	10,00	2,00	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00	15,00	10,50
40 > u > 5	5,00	9,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,00	9,50
5 > u	0,00	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50
totale	60,50	32,50	3,50	1,00	0,00	1,00	1,50	0,00	0,50	0,00	66,00	34,50

Tabella 17: Riepilogo del numero medio di buchi di tensione osservati sulla rete (150-132-120 kV Sicilia)

150-132-120 kV Sardegna												
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
90 > u > 80	18,80	8,60	3,00	1,40	0,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	22,40	10,00
80 > u > 70	19,00	2,60	3,60	1,20	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	22,80	3,80
70 > u > 40	9,00	5,80	2,20	0,80	0,00	0,00	0,00	0,40	0,00	0,00	11,20	7,00
40 > u > 5	6,40	0,60	2,40	0,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,80	1,20
5 > u	2,60	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,60	0,40
totale	55,80	18,00	11,20	4,00	0,80	0,00	0,00	0,40	0,00	0,00	67,80	22,40

Tabella 18: Riepilogo del numero medio di buchi di tensione osservati sulla rete (150-132-120 kV Sardegna)

TERNA ritiene che i buchi lunghi e profondi (di durata superiore a 500 ms e con tensione residua inferiore al 70%) siano quelli da monitorare con particolare attenzione tenendo conto dei sistemi di eliminazione dei guasti e della influenza sulle apparecchiature. Di conseguenza, la suddetta categoria di buchi di tensione trova particolare evidenza nel presente rapporto. A tal proposito, un 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 individuati da TERNA per il 2014 (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 0 quindi sono stati rispettati i livelli attesi individuati da TERNA per il 2014 (pari a 10);
 - per il livello 150-132-120 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 individuati da TERNA per il 2014 (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 0 quindi sono stati rispettati i livelli attesi individuati da TERNA per il 2014 (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 1 quindi sono stati rispettati i livelli attesi individuati da TERNA per il 2014 (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 6 quindi sono stati rispettati i livelli attesi individuati da TERNA per il 2014 (pari a 9);

La Figura 11, Figura 12, Figura 13 e Figura 14 riportano le cumulate crescenti dei buchi di tensione monofase e polifase che hanno interessato i nodi monitorati⁵ suddivisi per livelli di tensione ed aree geografiche. Nella tabella seguente sono invece riepilogati i valori ottenuti al 95% percentile ed il numero massimo di buchi di tensione registrato per SM.

Area osservata	95% percentile		Numero massimo	
	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase
Rete a 380 kV	19	4	808	41
Rete a 220 kV	39	23	142	44
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV nord	44	27	288	40
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV centro	42	25	58	26
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV sud	62	41	69	44
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV Sicilia	62	30	70	39
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV Sardegna	87	31	190	40

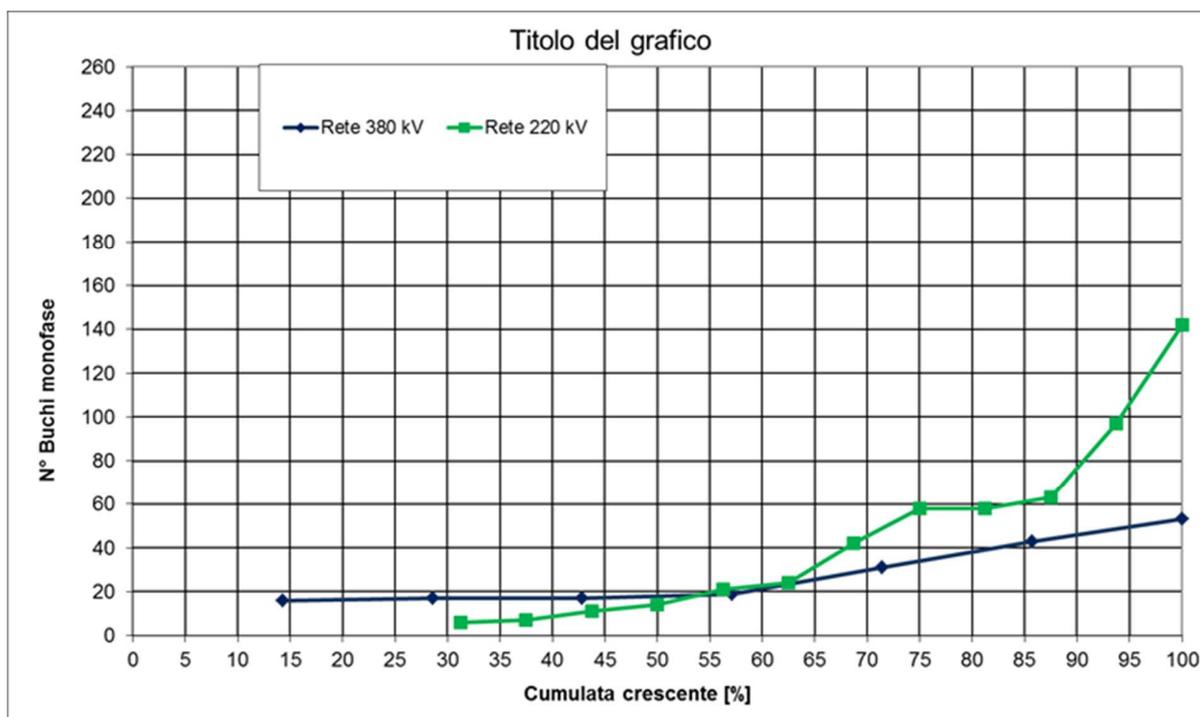


Figura 11 – Cumulata crescente dei buchi di tensione monofase (rete 380-220 kV)

⁵ Nelle figure il percentile riportato si riferisce alla totalità degli SM installati. Di conseguenza, se alcuni SM sono fuori servizio, il percentile minimo può risultare maggiore di 1.

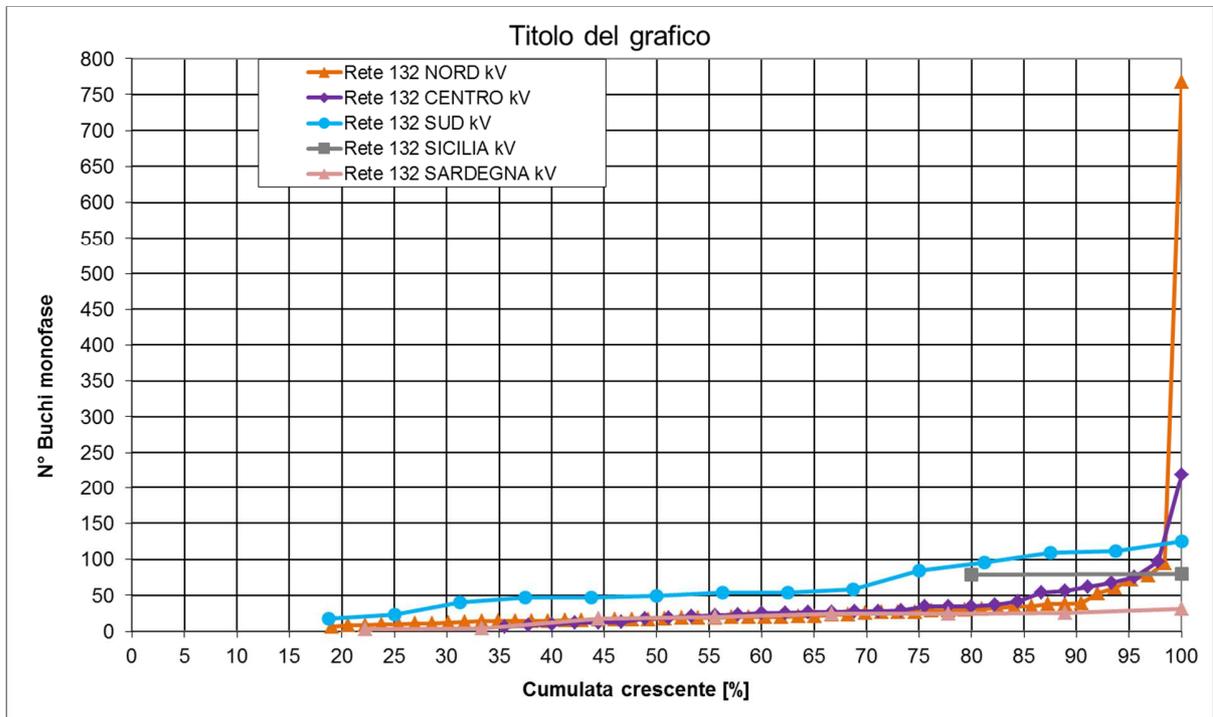


Figura 12 – Cumulata crescente dei buchi di tensione monofase (rete 120-132-150 kV)

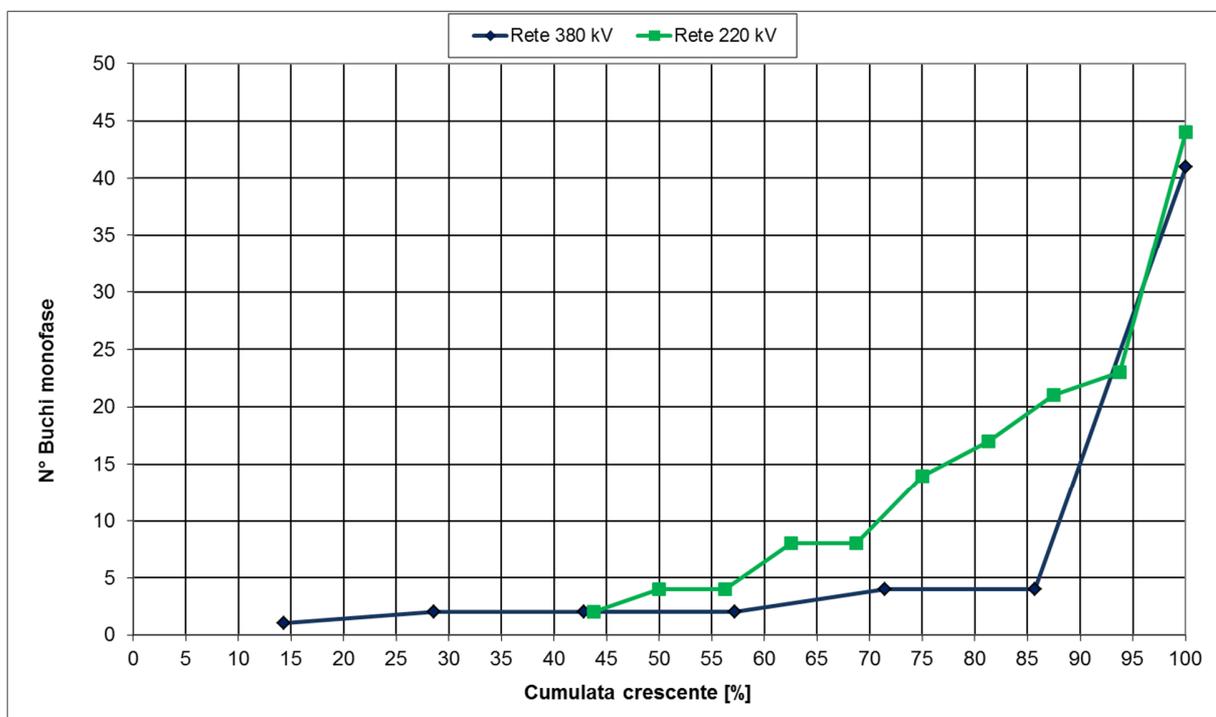


Figura 13 – Cumulata crescente dei buchi di tensione polifase (rete 380-220 kV)

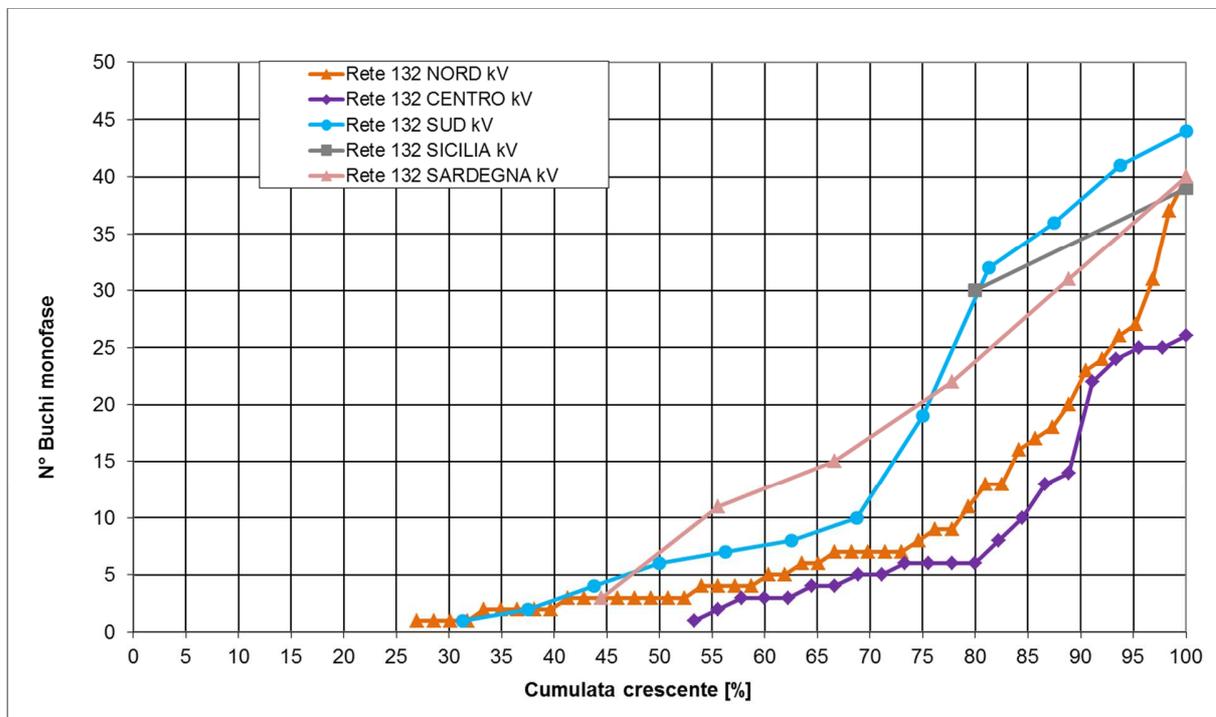


Figura 14 – Cumulata crescente dei buchi di tensione polifase (rete 120-132-150 kV)

Il confronto tra i livelli monitorati nel 2014 e nel 2013 permette di osservare una non significativa, dal punto di vista statistico, variazione del numero di buchi di tensione rilevati.

E' interessante però notare che la stessa cosa non si può affermare per il singolo sito. Infatti, la Figura 15, Figura 16, Figura 17 e Figura 18 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 suddette figure permette di osservare che circa il 40% dei siti sono interessati da una variazione del numero di buchi di tensione di alcune decine per i polifase e i monofase.

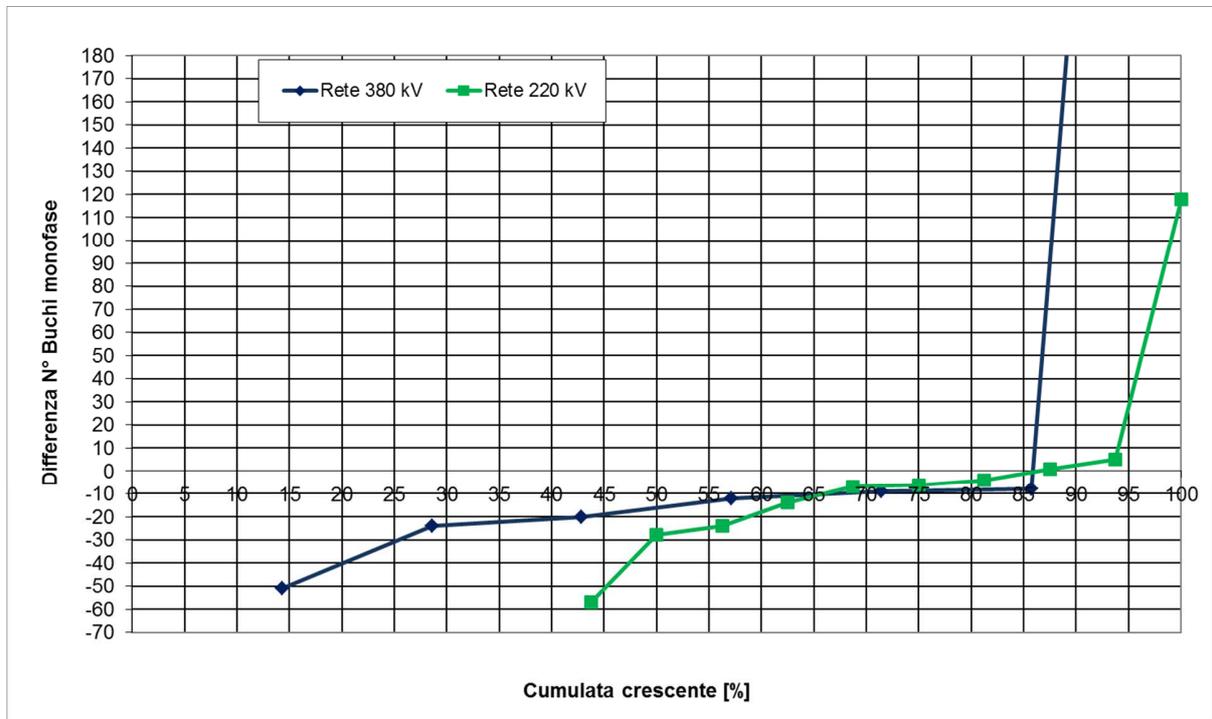


Figura 15 - Cumulata crescente delle variazioni del numero di buchi di tensione monofase rete 380-220 kV

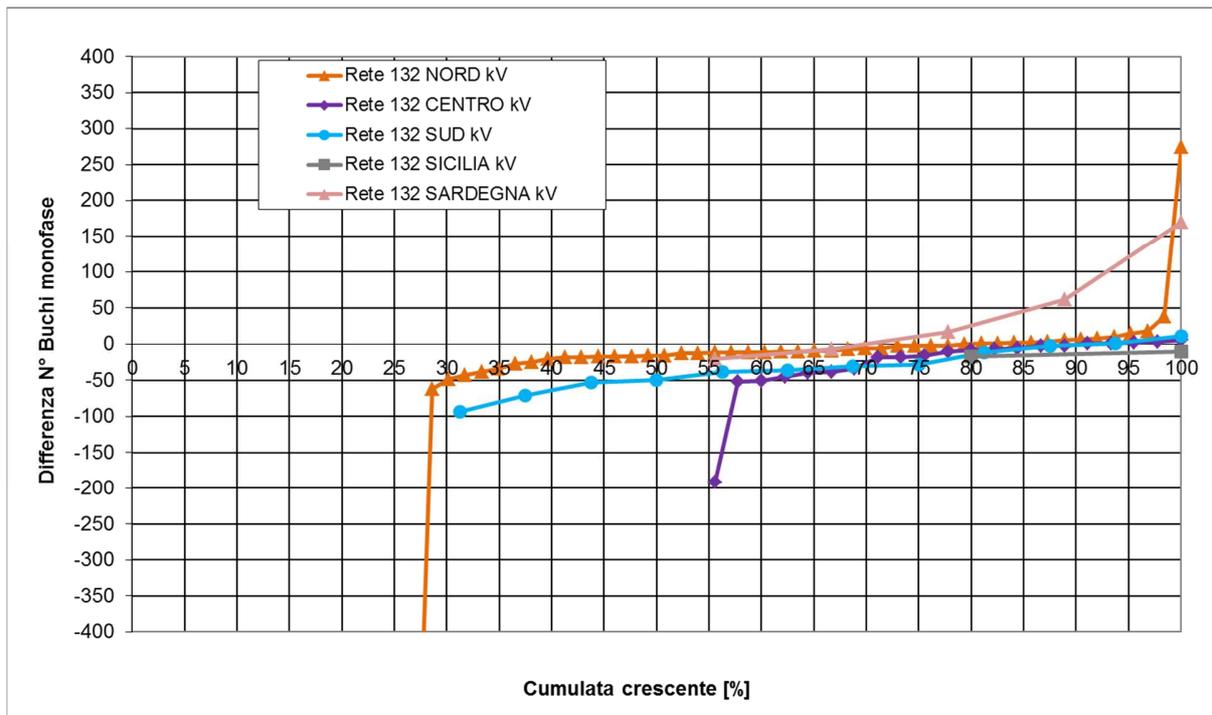


Figura 16 - Cumulata crescente delle variazioni del numero di buchi di tensione monofase rete 120-132-150 kV

La Figura 19, Figura 20, Figura 21, e Figura 22 riportano infine i grafici di “densità” dei buchi di tensione in base alla loro caratteristica di durata – profondità in modo da poterne valutare la “numerosità” in determinati valori della coppia durata/profondità.

L’osservazione delle suddette figure permette di affermare che:

- La quasi totalità dei buchi di tensione ha una durata inferiore ai 80 ms per la rete a 380-220 kV e inferiore ai 120 ms per la rete a 150-132-120 kV.
- Sulla rete a 150-132-120 kV vi sono molti eventi di durata compresa fra 50 – 150 ms con tensione residua maggiore dell'80%. Questi buchi di tensione sono probabilmente dovuti a guasti avvenuti in punti elettricamente distanti da quelli su cui sono installati gli SM.

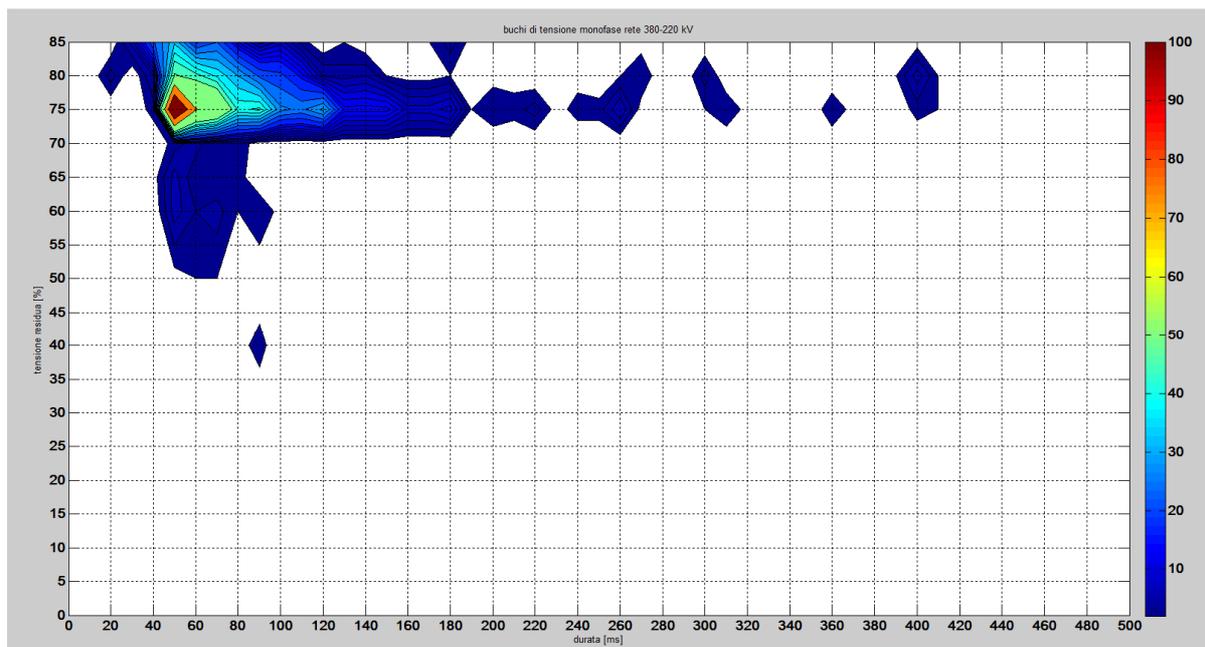


Figura 19 - Densità della distribuzione dei buchi di tensione monofase rilevati sulla rete a 380-220 kV

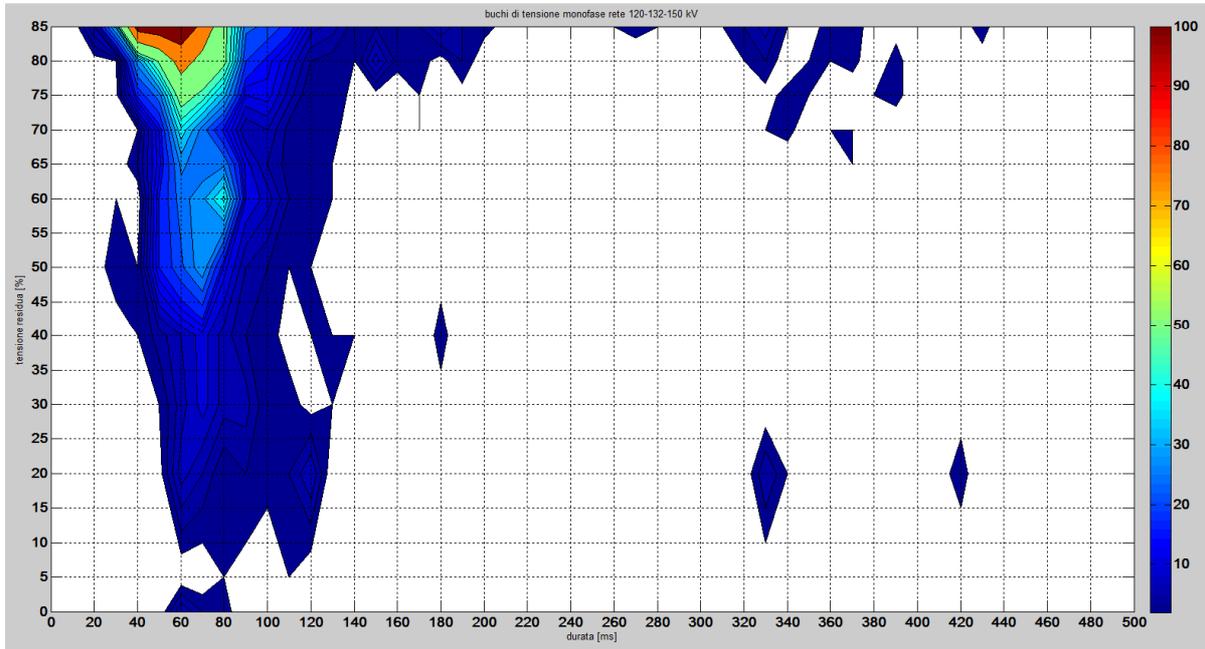


Figura 20 - Densità della distribuzione dei buchi di tensione monofase rilevati sulla rete a 150-132-120 kV

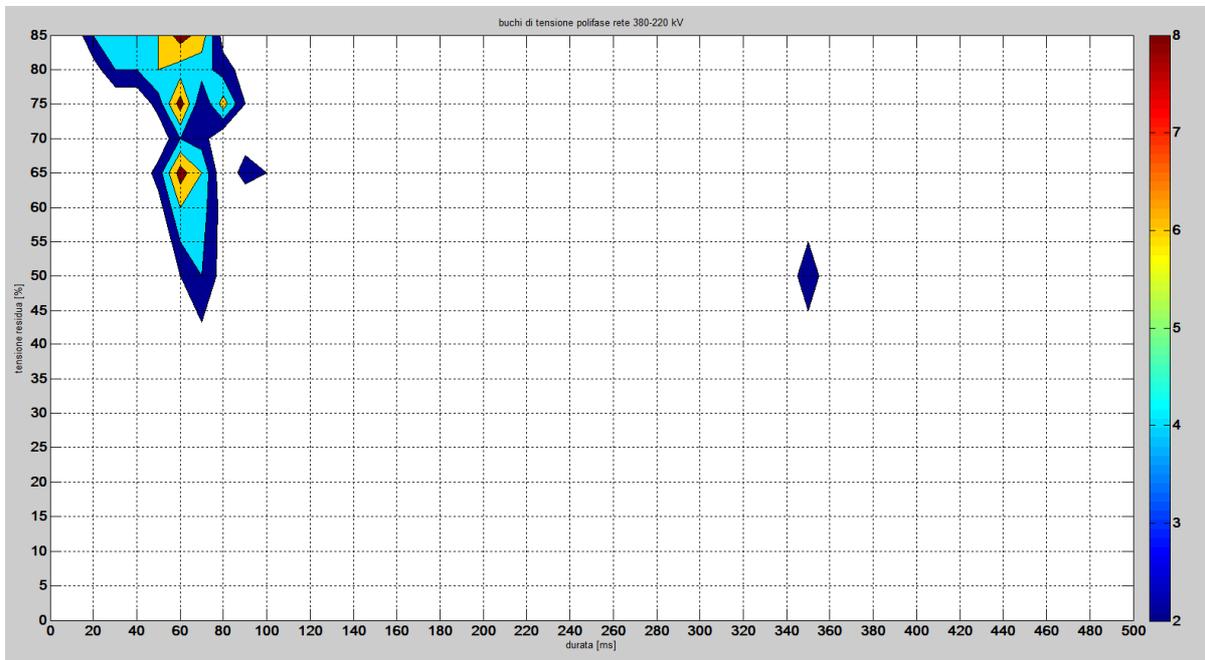


Figura 21 - Densità della distribuzione dei buchi di tensione polifase rilevati sulla rete a 380-220 kV

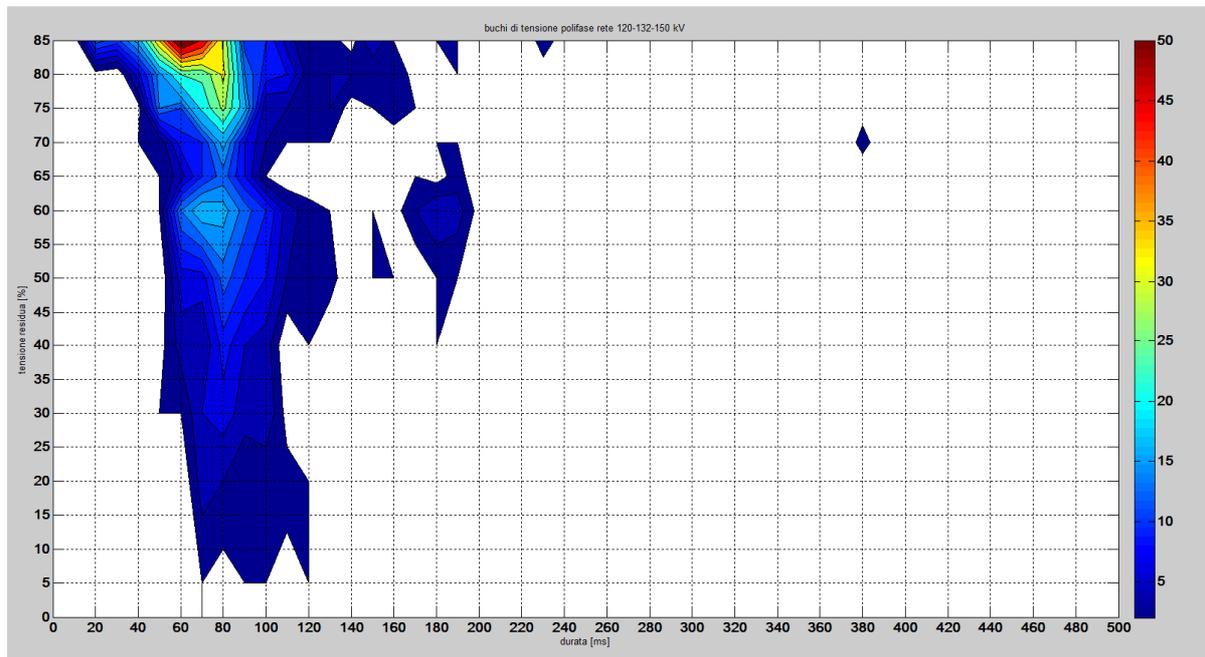


Figura 22 - Densità della distribuzione dei buchi di tensione polifase rilevati sulla rete a 150-132-120 kV

7.2 Armoniche

La Figura 23 riporta la cumulata crescente dei 95-esimi percentili del valore massimo settimanale della distorsione armonica di tensione totale (THD_V) rilevato sui livelli di tensione 220kV - 380kV. La Figura 24 riporta la medesima curva rilevata sui livelli di tensione 120-132-150 kV, suddivisi anche per diverse aree geografiche.

Nella tabella seguente sono invece riepilogati i valori ottenuti al 95% percentile ed il numero di SM che hanno superato i limiti (tra parentesi il valore riscontrato).

Area osservata	95% percentile	Numero di SM oltre i limiti
Rete a 380 kV	2.11	-
Rete a 220 kV	3.58	-
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV nord	2.35	-
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV centro	2.82	2 (7.30%)
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV sud	2.67	-
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV Sicilia	1.35	-
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV Sardegna	1.30	-

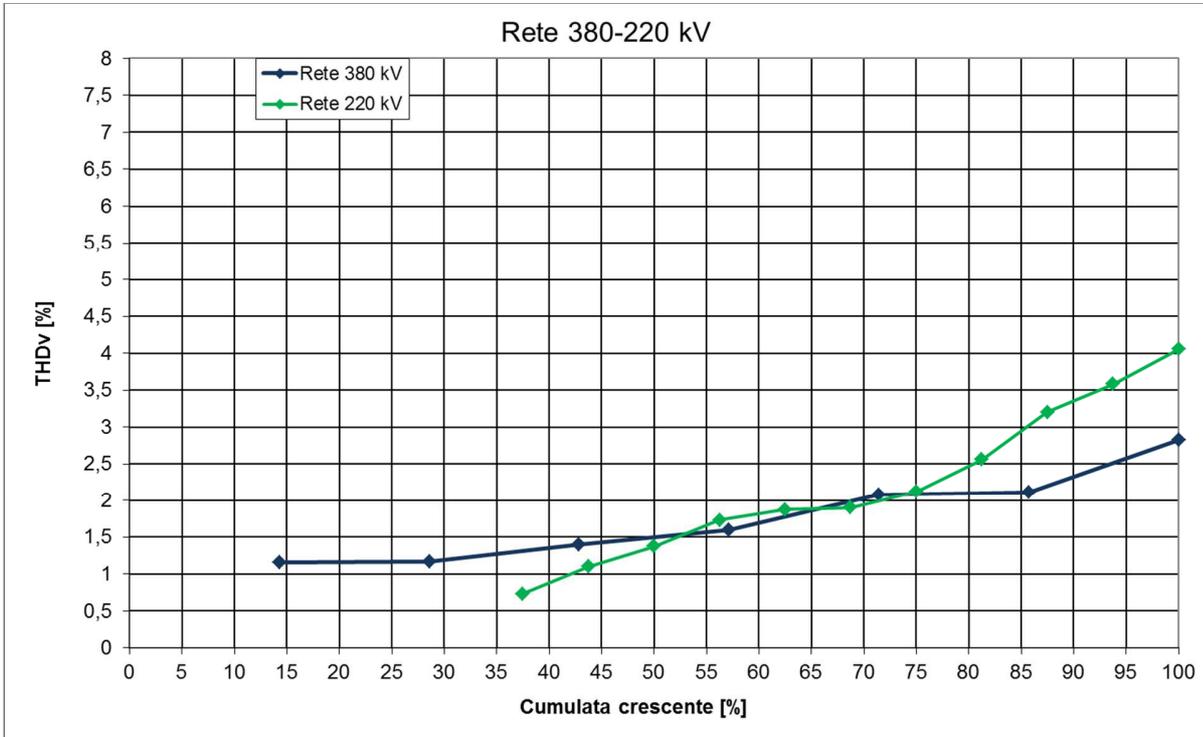


Figura 23 - Cumulata crescente della massima THDv rilevata sulla rete 220-380 kV

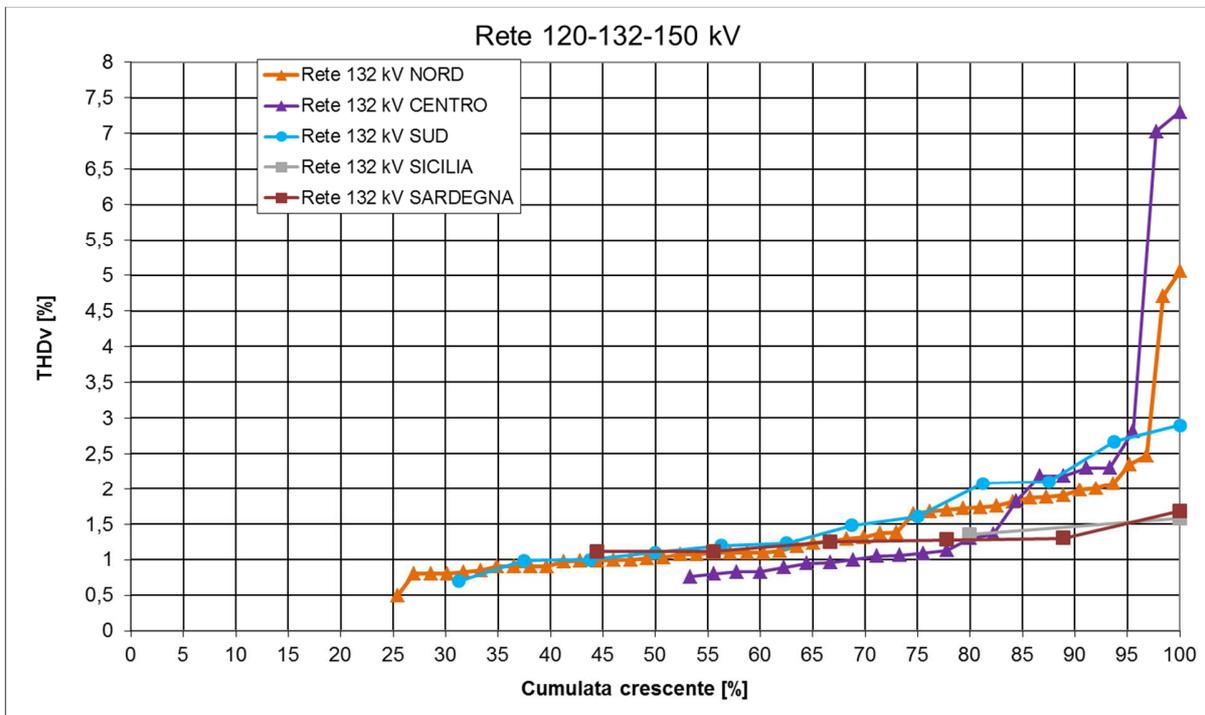


Figura 24 - Cumulata crescente della massima THDv rilevata sulla rete 120-132-150 kV per area geografica

I valori registrati di distorsione armonica nel periodo interessato confermano i risultati ottenuti nel 2013. Infatti, confrontando le differenze tra i valori registrati nei due anni (vedi Figura 25 e Figura 26), si può notare come le variazioni del THD_v siano, per la maggioranza degli SM, contenute.

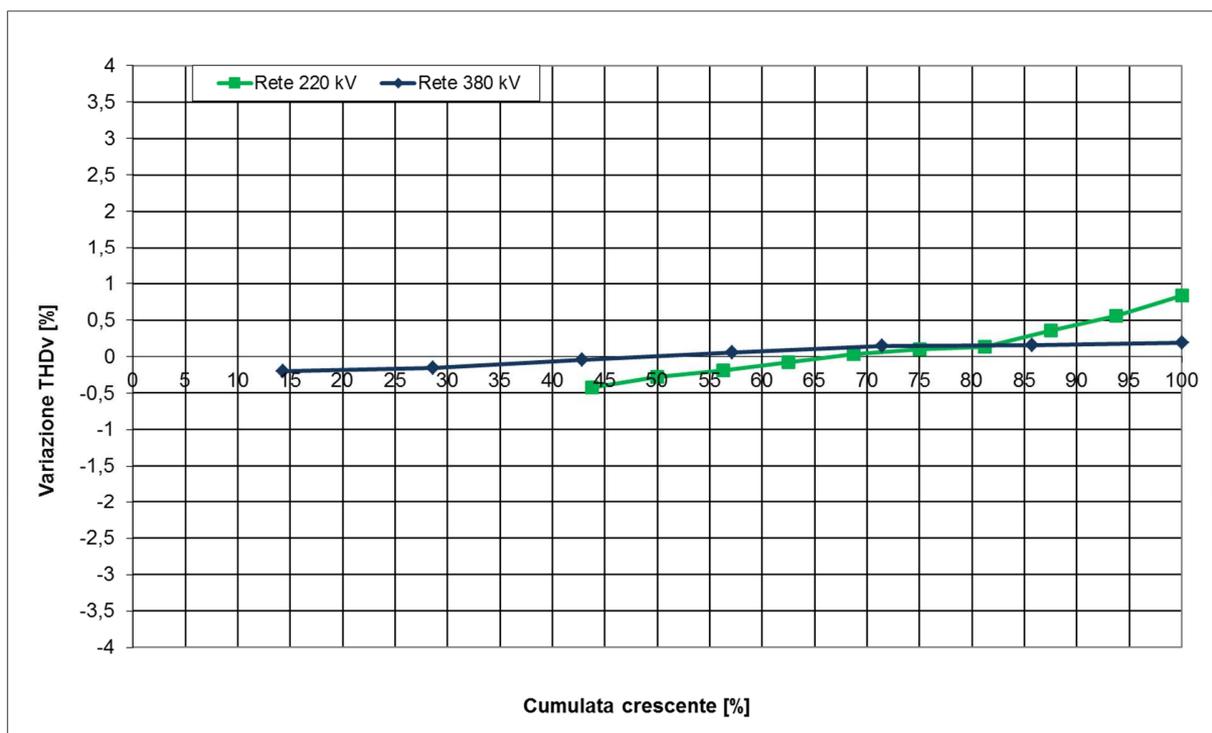


Figura 25 - Cumulata crescente delle variazioni della distorsione armonica totale (Max THD_v) rilevate sui siti rete 380-220 kV

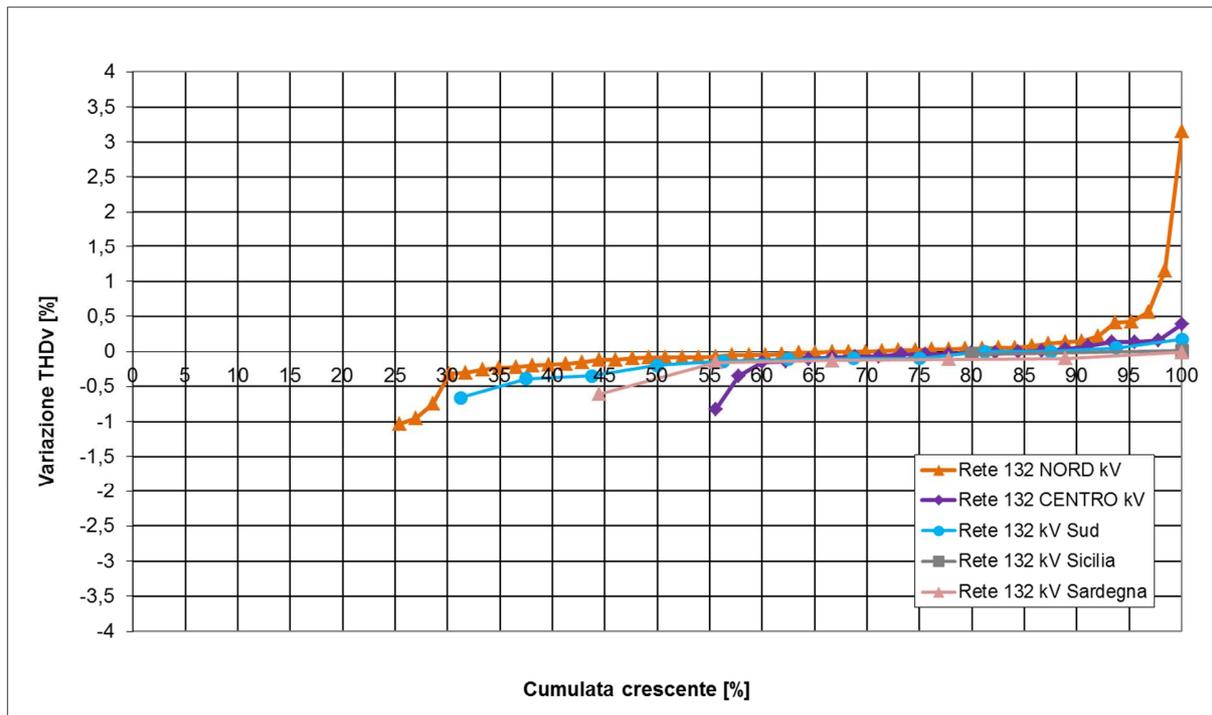


Figura 26 - Cumulata crescente delle variazioni della distorsione armonica totale (Max THDv) rilevate sui siti rete 120-132-150 kV

7.3 Asimmetria

La Figura 27 riporta la cumulata crescente dei 95-esimi percentili del valore massimo settimanale della asimmetria sui livelli di tensione 220kV - 380kV. La Figura 28 riporta la medesima curva rilevata sui livelli di tensione 120-132-150 kV, suddivisi anche per diverse aree geografiche.

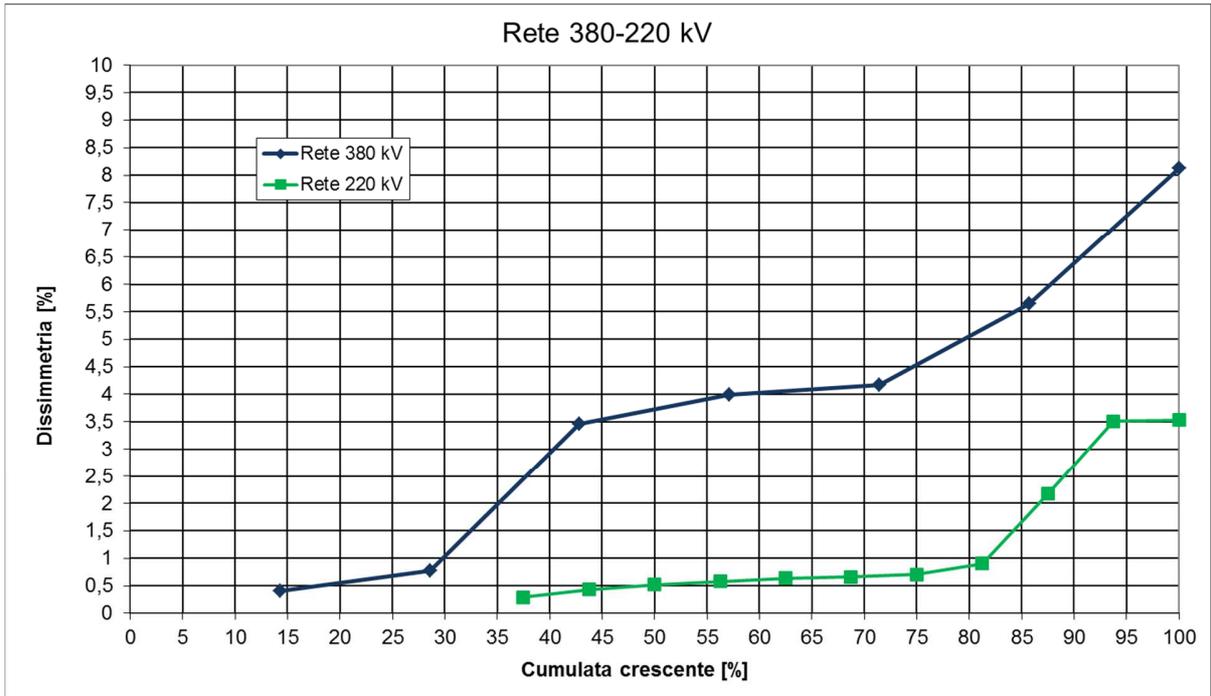


Figura 27 - Cumulata crescente della massima asimmetria della tensione rilevata sulla rete 220-380 kV

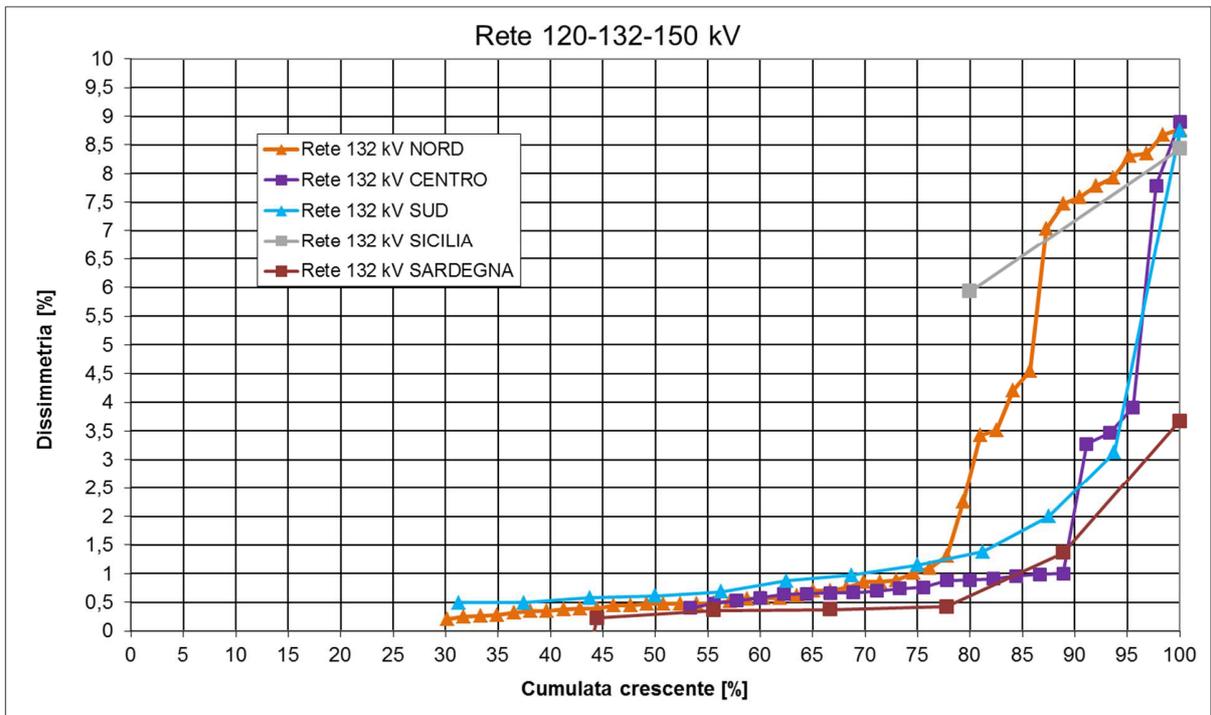


Figura 28 - Cumulata crescente della massima asimmetria della tensione rilevata sulla rete 120-132-150 kV per area geografica

Nella tabella seguente sono invece riepilogati i valori ottenuti al 95% percentile ed il numero di SM che ha superato i limiti (tra parentesi il valore riscontrato).

Area osservata	95% percentile	Numero di SM oltre i limiti
Rete a 380 kV	5.65	5 (8.12%)
Rete a 220 kV	3.51	-
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV nord	8.31	11 (8.78%)
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV centro	3.91	2 (8.90%)
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV sud	3.13	1 (8.74%)
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV Sicilia	5.93	2 (8.43%)
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV Sardegna	1.36	-

I valori di asimmetria registrati nel periodo interessato evidenziano, su tutte le aree osservate ad eccezione della Sardegna, un incremento significativo del massimo valore di asimmetria. Infatti, confrontando le differenze tra i valori registrati nei due anni (vedi Figura 29 e Figura 30), si può notare come le variazioni della asimmetria siano, per la maggioranza degli SM, elevate e di segno positivo.

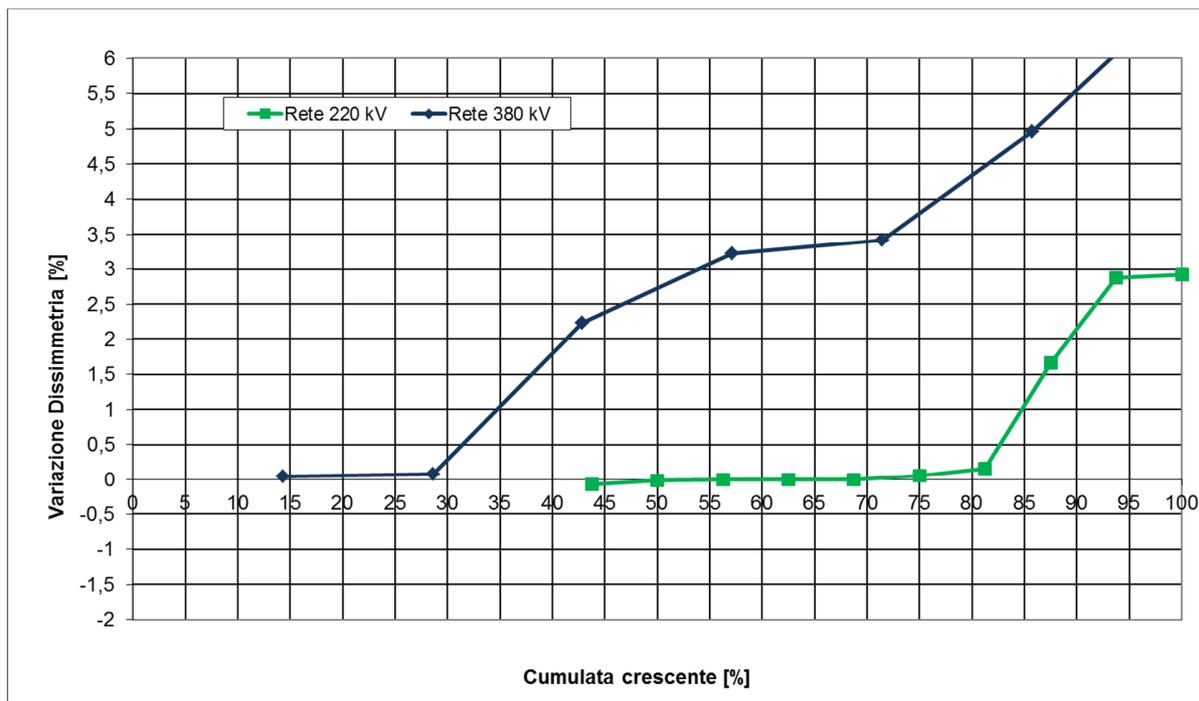


Figura 29 - Cumulata crescente delle variazioni dell'asimmetria rilevate sui siti rete 380-220 kV

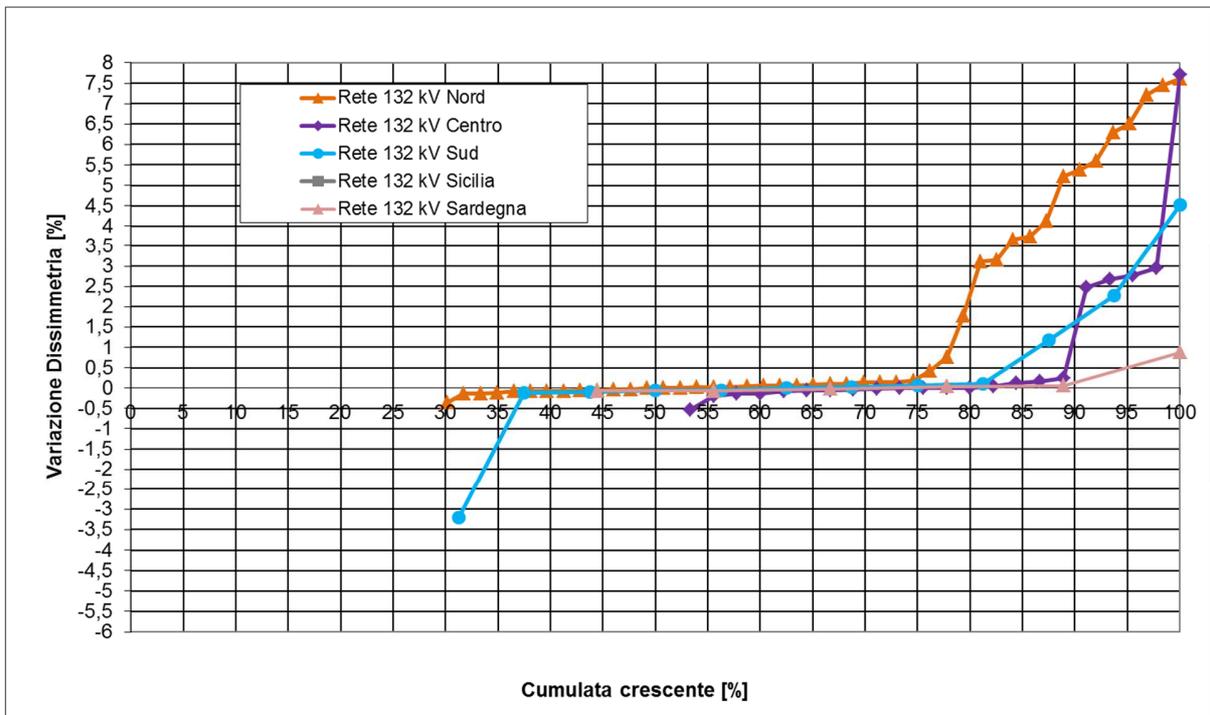


Figura 30 - Cumulata crescente delle variazioni dell'asimmetria rilevate sui siti rete 120-132-150 kV

7.4 Flicker P_{st}

La Figura 31 riporta la cumulata crescente dei 95-esimi percentili del valore massimo settimanale delle fluttuazioni della tensione a breve termine (flicker P_{st}) sui livelli di tensione 220kV - 380kV. La Figura 32 riporta la medesima curva rilevata sui livelli di tensione 120-132-150 kV, suddivisi anche per diverse aree geografiche.

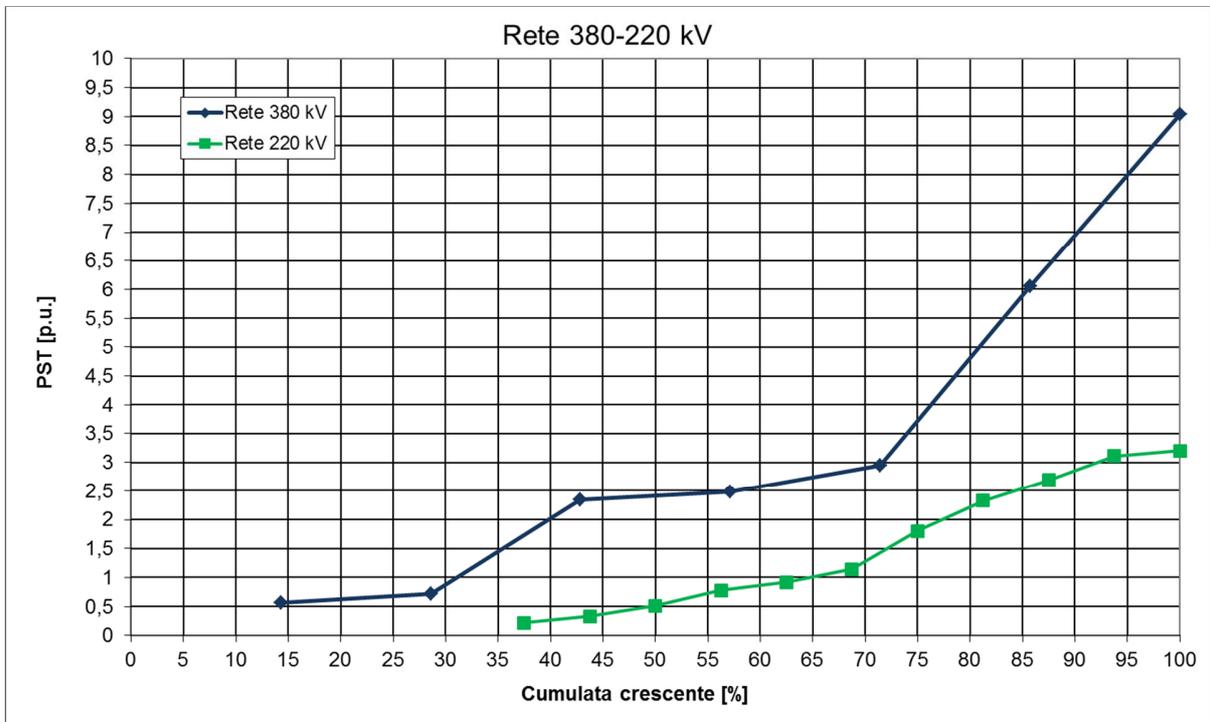


Figura 31 - Cumulata crescente del massimo P_{st} rilevato sui siti 220-380 kV

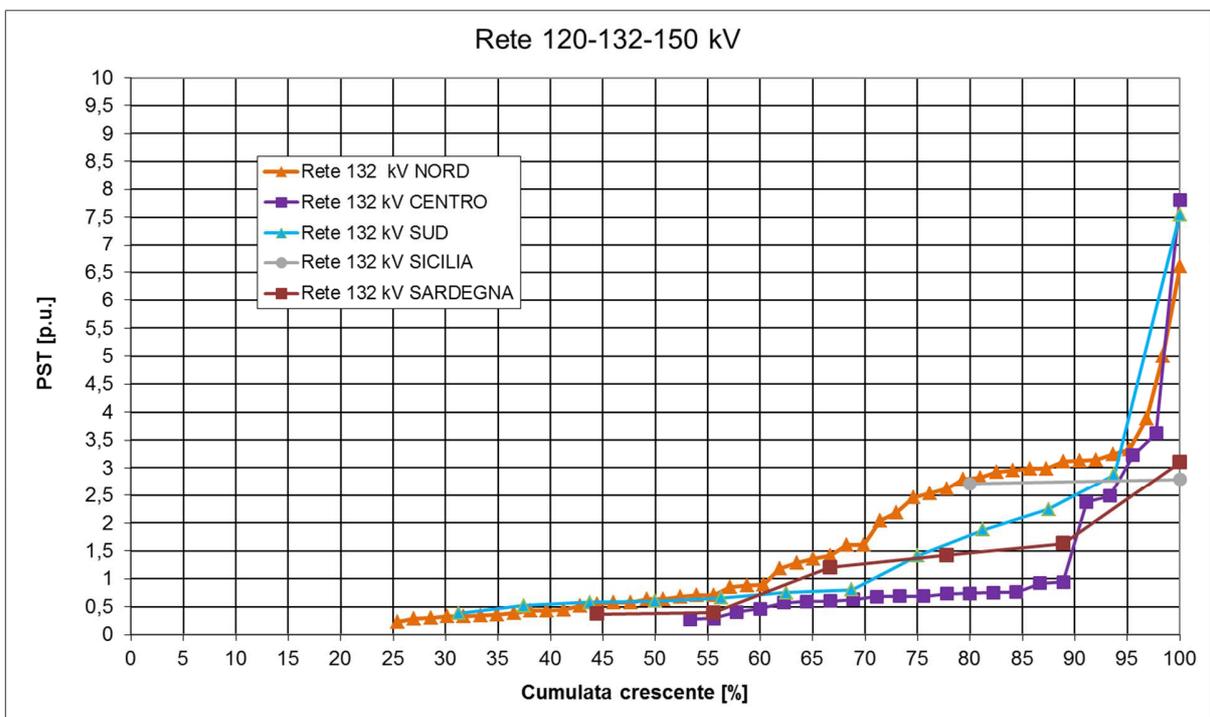


Figura 32 - Cumulata crescente del massimo P_{st} rilevato sui siti 120-132-150 kV per area geografica

Nella tabella seguente sono invece riepilogati i valori ottenuti al 95% percentile ed il numero di SM che ha superato i limiti (tra parentesi il valore riscontrato).

Area osservata	95% percentile	Numero di SM oltre i limiti
Rete a 380 kV	6.06	5 (9.04)
Rete a 220 kV	3.11	-
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV nord	3.33	1 (6.60)
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV centro	3.23	1 (7.81)
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV sud	2.88	1 (7.54)
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV Sicilia	2.71	-
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV Sardegna	1.63	-

I valori di flicker registrati nel periodo interessato evidenziano, sulla rete a 380 kV, un incremento significativo del massimo valore di flicker.

Infatti confrontando le differenze tra i valori registrati nei due anni (vedi Figura 33 e Figura 34), si può notare come le variazioni del flicker P_{st} siano, per la maggioranza degli SM, contenute, ad esclusione di quelli installati sulla rete a 380 kV.

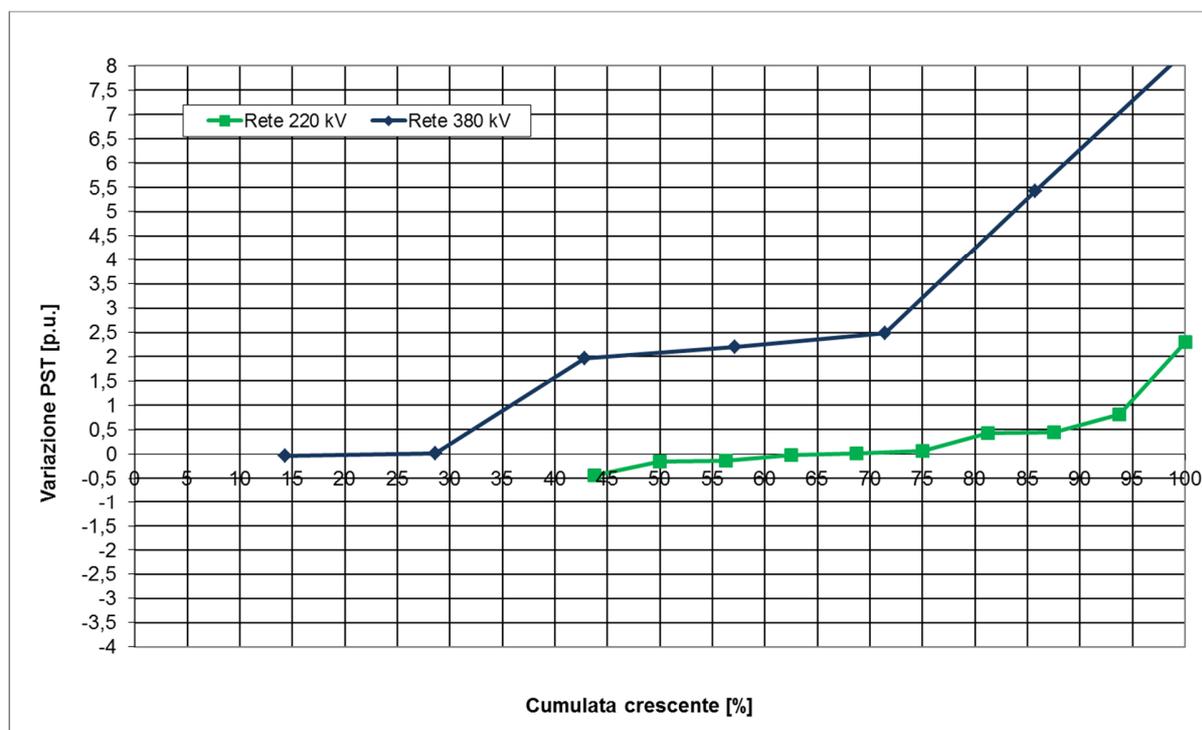


Figura 33 - Cumulata crescente delle variazioni del P_{st} rilevate sui siti rete 380-220 kV

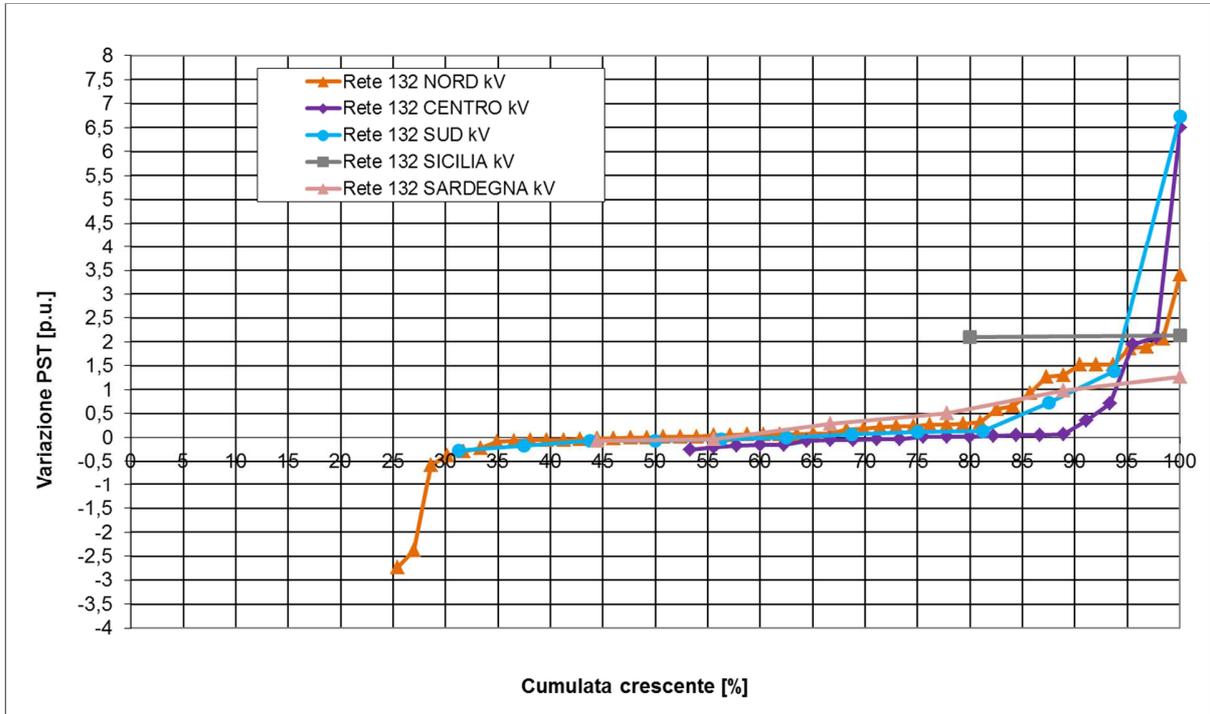


Figura 34 - Cumulata crescente delle variazioni del P_{st} rilevate sui siti rete 120-132-150 kV

7.5 Flicker P_{ft}

La Figura 35 riporta la cumulata crescente dei 95-esimi percentili del valore massimo settimanale delle fluttuazioni della tensione a breve termine (flicker P_{ft}) sui livelli di tensione 220kV - 380kV. La Figura 36 riporta la medesima curva rilevata sui livelli di tensione 120–132-150 kV, suddivisi anche per diverse aree geografiche.

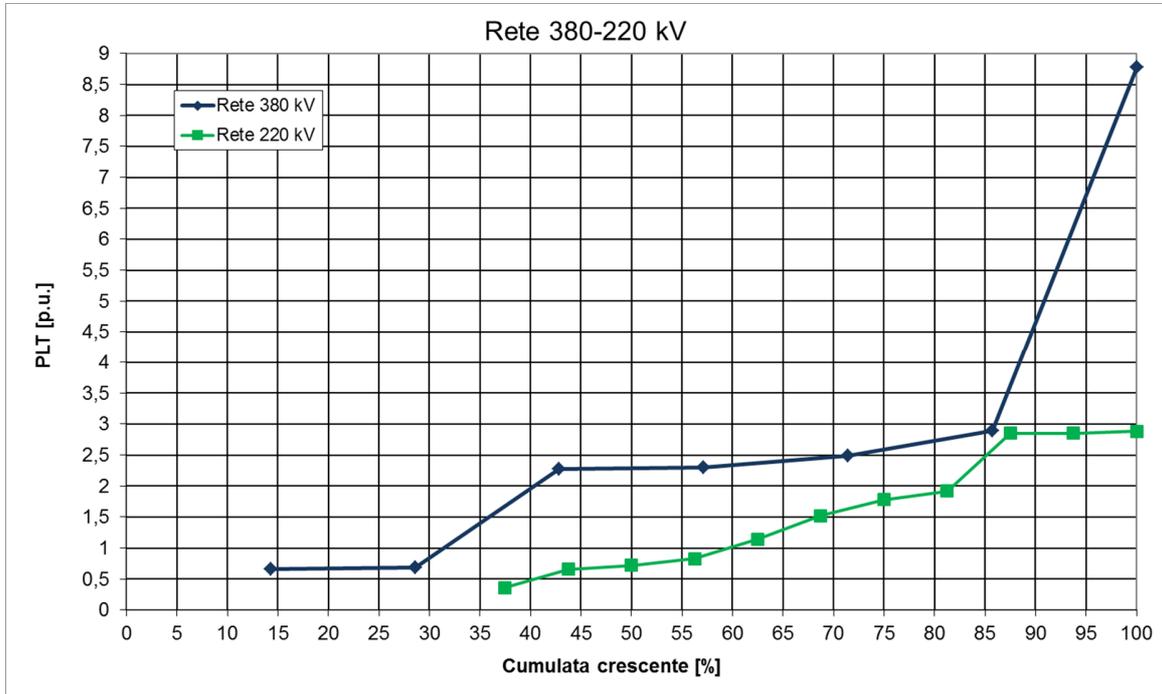


Figura 35 - Cumulata crescente del massimo P_{it} rilevato sui siti 220-380 kV

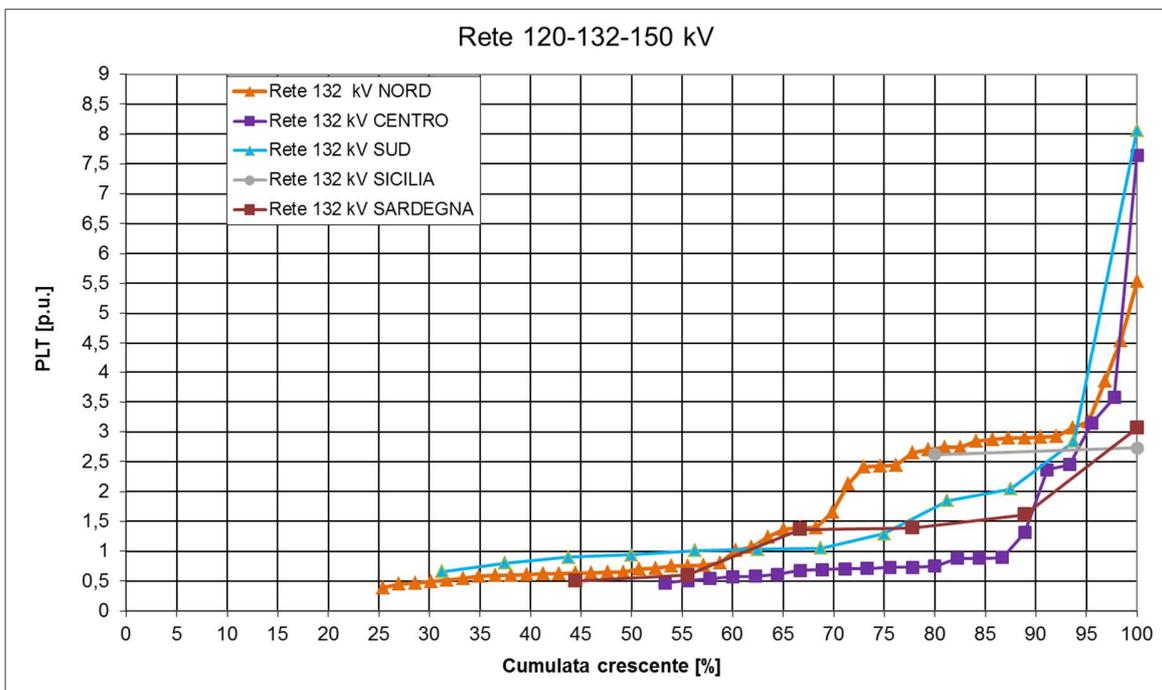


Figura 36 - Cumulata crescente del massimo P_{it} rilevato sui siti 120-132-150 kV per area geografica

Nella tabella seguente sono invece riepilogati i valori ottenuti al 95% percentile ed il valore massimo riscontrato in quanto il limite non è definito a causa di una anomalia nella misura che ha permesso di valutare il parametro solo a partire dal 2013.

Area osservata	95% percentile	Valore max
Rete a 380 kV	2.89	8.78
Rete a 220 kV	2.85	2.88
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV nord	3.17	5.54
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV centro	3.15	7.64
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV sud	2.84	8.06
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV Sicilia	2.62	2.73
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV Sardegna	1.61	3.06

I valori di flicker P_{it} registrati nel periodo interessato evidenziano, sulla rete a 380 kV, un incremento significativo del massimo valore di flicker P_{it} .

Infatti confrontando le differenze tra i valori registrati nei due anni (vedi Figura 37 e Figura 38), si può notare come le variazioni del flicker P_{it} siano, per la maggioranza degli SM, contenute, ad esclusione di quelli installati sulla rete a 380 kV.

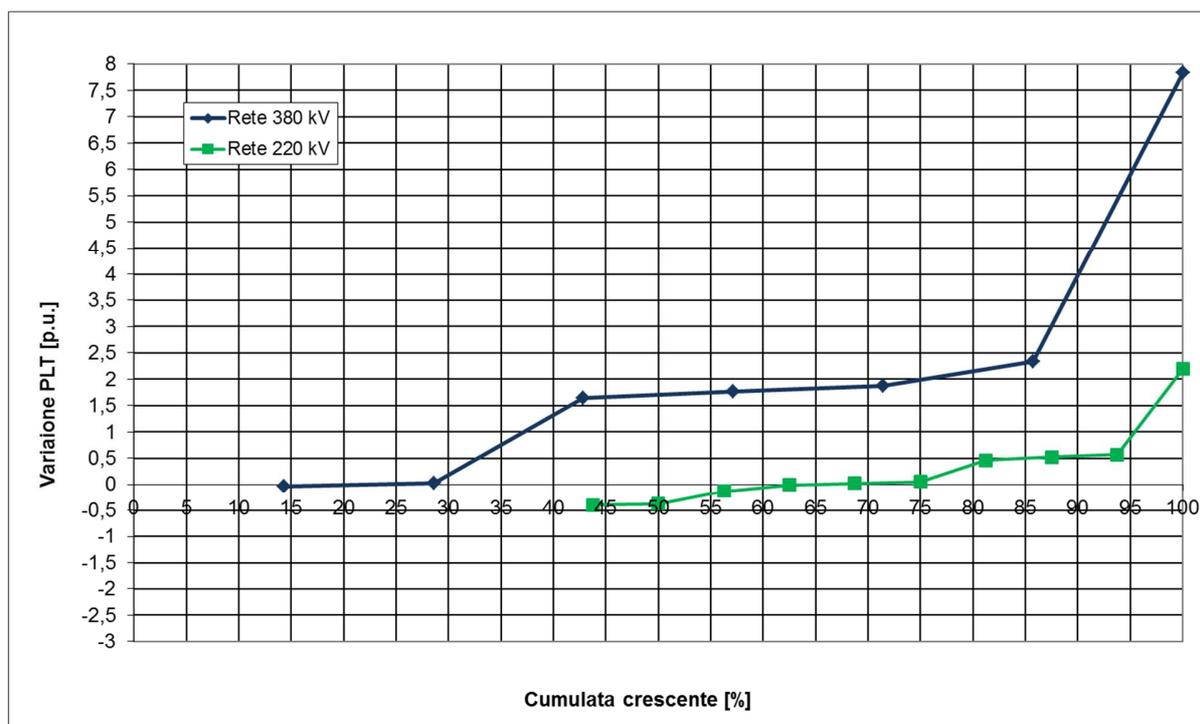


Figura 37 - Cumulata crescente delle variazioni del P_{it} rilevate sui siti rete 380-220 kV

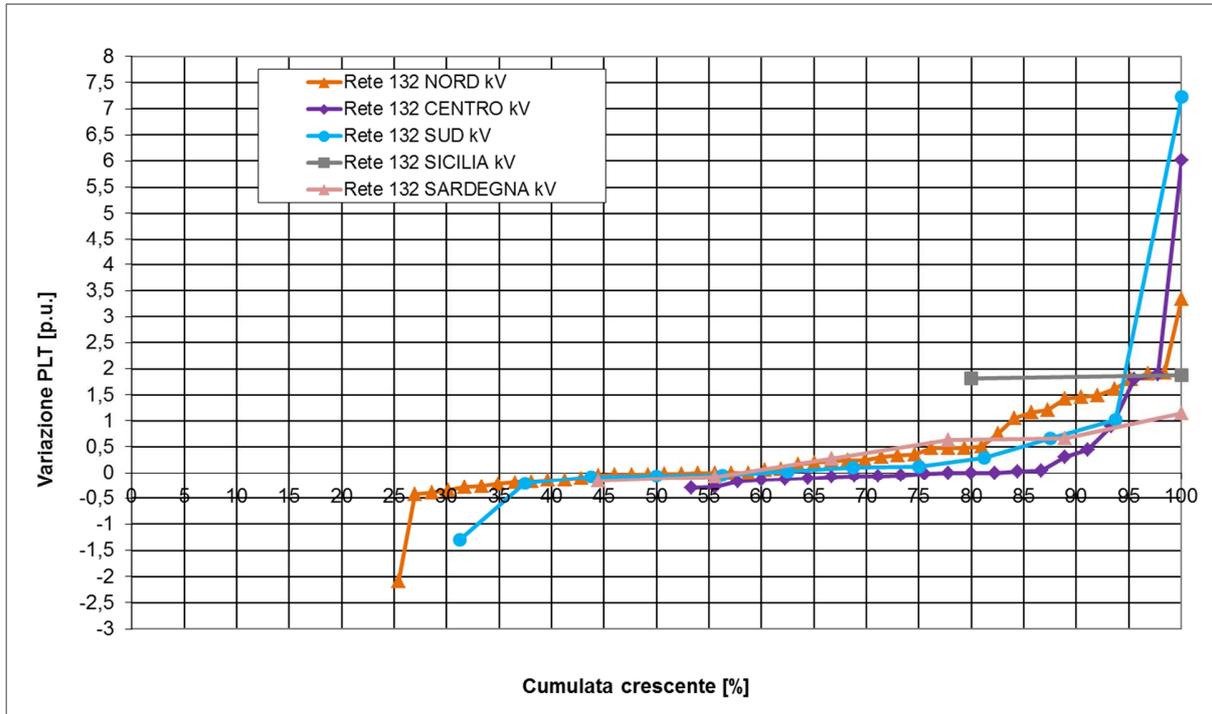


Figura 38 - Cumulata crescente delle variazioni del P_{it} rilevate sui siti rete 120-132-150 kV

7.6 Variazioni della tensione

I livelli minimi e massimi del valore della tensione efficace indicati da Terna sono riportati nella Tabella 10.

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 10 - Livelli minimo e massimo del valore della tensione efficace

Dall'analisi dei risultati ottenuti si è potuto constatare che:

- Limiti definiti per il 95% del tempo:
 - in tutte le settimane monitorate almeno 1 SM ha registrato valori di tensione fuori dai limiti per previsti
 - il numero massimo di SM fuori dal limite per settimana è pari a 9
- Limiti definiti per il 100% del tempo:
 - in tutte le settimane monitorate almeno 2 SM hanno registrato valori di tensione fuori dai limiti per previsti
 - il numero massimo di SM fuori dal limite per settimana è pari a 19
- Limiti definiti per il 100% del tempo in condizioni di emergenza o ripristino:
 - Per 47 settimane su 52 monitorate almeno 1 SM ha registrato valori di tensione fuori dai limiti per previsti
 - il numero massimo di SM fuori dal limite per settimana è pari a 8

7.7 Variazioni della frequenza

I livelli minimi e massimi del valore della frequenza in condizioni normali o di allarme sono compresi nell'intervallo 49,9÷50,1 Hz (continente), con esclusione della Sardegna e della Sicilia dove l'intervallo è pari al 49,5÷50,5 Hz.

Dall'analisi dei risultati ottenuti si è potuto constatare che vi sono 8 settimane in cui almeno uno SM ha registrato valori di frequenza al di fuori del limite del $\pm 0,1$ Hz.

Nessun SM ha tuttavia registrato valori di frequenza al di fuori dal limite del $\pm 0,5$ Hz, in particolare i valori massimi e minimi registrati nelle 52 settimane di osservazione sono pari a 50.12 Hz e 49.89 (continente) e 50.47 Hz e 49.84 Hz (Sardegna).

7.8 Riepilogo confronto livelli misurati con target 2014

Nella Tabella 11 seguente si confrontano i valori attesi degli indicatori di qualità della tensione con i valori registrati nel 2014.

Parametro	VALORI ATTESI 2014			VALORI REGISTRATI 2014		
	Livello di Tensione			Livello di Tensione		
	380kV	220kV	150-132-120kV	380kV	220kV	150-132-120kV
Variazione Tensione	Vedi Tabella 10			Vedi paragrafo 7.6		
Variazione Frequenza	<ul style="list-style-type: none"> • in condizioni normali o di allarme nell'intervallo <ul style="list-style-type: none"> ○ 49,9÷50,1 Hz per il continente ○ 49,5÷50,5 Hz per la Sardegna e la Sicilia • in condizioni di emergenza o di ripristino la frequenza può variare tra 47,5 Hz e 51,5 Hz. 			Nessun superamento		
Numero buchi di tensione monofase (*)	5 (200)	10 (200)	15 (400)	0 (808)	0 (142)	1 (288)
Numero buchi di tensione polifase (*)	3 (50)	6 (100)	9 (250)	0 (41)	1 (44)	6 (44)
Distorsione armonica totale della tensione	3%	6%	6%	2.82%	4.05%	7.30%
Asimmetria della tensione	2%	4%	4%	8.12%	3.53%	8.90%
Flicker – P _{st}	1 p.u.	4 p.u.	6 p.u.	9.04 p.u.	3.20 p.u.	7.81 p.u.
Flicker – P _{lt}	Non definito	Non definito	Non definito	2.89 p.u.	2.85 p.u.	3.17 p.u.

(*) 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 11 - Confronto livelli misurati con target 2014

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 e il sistema idrico, 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 invernale (convenzionale) dell'anno:

- Il terzo mercoledì di gennaio (in questo caso il 14/01/2015 alle ore 10:30).

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 **99 %** delle situazioni.

Nella Tabella 12 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 CORTOCIRCUITO NEGLI IMPIANTI DELLA RETE A 380-220-150-132 kV AGGIORNAMENTO DICEMBRE 2014										
AREA	Stazione	Codice univoco utente			Tensione [kV]	Titolare	Icc trifase massima [kA]	Icc monofase massima [kA]	Pcc massima trifase convenzionale [MVA]	Pcc minima trifase convenzionale [MVA]
		Sezione	Nodo							
MILANO	MANTOVA CE	MTVM I2201	SUBNET	1	220	ENIPOWER	9.065	7.931	3454	2619.4
MILANO	BRESSANA	BSSMDI1321	SUBNET	1	132	ENEL DISTRIB	9.863	6.434	2255	1022.7
MILANO	CREVA CP	CRVMDI1321	SUBNET	1	132	ENEL DISTRIB	8.533	5.231	1951	1481.1
MILANO	GARLASCO	GAMM I132A	SUBNET	1	132	TERNA	3.07	2.338	702	349.8
MILANO	PARAV. ALL	PAKM I1321	SUBNET	1	132	ENEL DISTRIB	22.168	17.228	5068	4139.2
MILANO	PARAVISO	PARM I1321	SUBNET	1	132	LUCCHINI	20.36	15.086	4655	3834.7
MILANO	VIGEVANO O	VGOMDI1321	SUBNET	1	132	ENEL DISTRIB	3.036	2.222	694	311.9
TORINO	ENTRACQUE	ETQTTI3801	SUBNET	1	380	TERNA	18.867	19.105	12418	5796.4
TORINO	SARPOM	SRPTZI1321	SUBNET	1	132	SARPOM PROD.	13.642	11.475	3119	2510.4
TORINO	IC SARPOM	SRTT I1321	SUBNET	1	132	ENEL DISTRIB	13.739	11.521	3141	2525.8
FIRENZE	LUCCHINI	ACPF I1321	SUBNET C	1	132	LUCCHINI	12.866	9.276	2941	2602.5
FIRENZE	FILETTOLE	FILFDI1321	SUBNET	1	132	ENEL DISTRIB	14.298	10.403	3269	1539.7
ROMA	ACQUORIA	AQURPI1501	SUBNET	1	150	ENEL PRODUIZ	3.111	1.756	808	758.7
ROMA	ARCI	ARJDI1501	SUBNET	1	150	ENEL DISTRIB	3.426	1.947	890	823
ROMA	CERRETO	CRTRDI1501	SUBNET	1	150	ENEL DISTRIB	4.124	2.389	1071	962.9
ROMA	GUIDONIA	GUJDI1501	SUBNET	1	150	ENEL DISTRIB	2.82	1.583	733	685.7
ROMA	PALESTRINA	PALRDI1501	SUBNET	1	150	ENEL DISTRIB	2.059	1.182	535	496.7
ROMA	TRELLEBORG	TRBR I1501	SUBNET C	1	150	TRELLEBORG	3.123	1.762	811	760
ROMA	V.GUIDONIA	VGUR I1501	SUBNET	1	150	ENEL DISTRIB	2.981	1.678	774	725.9
ROMA	VALMONTONE	VLMTI150A	SUBNET	2	150	TERNA	1.887	1.079	490	454.4
ROMA	M.PRAND.FS	MPXR I1321	SUBNET	1	132	R.F.I.	2.114	1.228	483	412.1
ROMA	ROSETO FS	ROXR I1321	SUBNET	1	132	R.F.I.	3.238	1.908	740	610.6
ROMA	S.BENED.FS	SBXRZI1321	SUBNET	1	132	R.F.I.	1.95	1.128	446	381.8
NAPOLI	MARZANELLO	MRZNDI1501	SUBNET	1	150	ENEL DISTRIB	13.282	9.574	3451	2686.7
NAPOLI	MATERA CP	MTDNDI1501	SUBNET	1	150	ENEL DISTRIB	12.524	8.928	3254	1999.6
NAPOLI	MATERA N	MTNNDI1501	SUBNET	1	150	ENEL DISTRIB	10.733	7.26	2789	1288.3
NAPOLI	VAIRANO FS	VRFN I1501	SUBNET C	1	150	R.F.I.	12.395	8.767	3220	2531.3
PALERMO	FERDOFIN	FDNP I2201	SUBNET	1	220	DUFERDOFIN	23.77	22.137	9058	6132.1
PALERMO	S.F. DEL MEL	SFMPPI2201	SUBNET	1	220	EDIPOWER	26.933	27.739	10263	6757
PALERMO	S.F. DEL MEL	SFMPPI2201	SUBNET	2	220	EDIPOWER	26.934	27.748	10263	6627.9
PALERMO	S.F. DEL MEL	SFMPPI2203	SUBNET	1	220	EDIPOWER	25.461	25.429	9702	6483.6
PALERMO	SORGENTE	SRGPTI2201	SUBNET	1	220	TERNA	29.215	32.39	11132	7120.2
PALERMO	ACIREALEFS	ACFPZI1501	SUBNET	1	150	R.F.I.	9.65	5.845	2507	1013.3
PALERMO	AUGUSTA SE	AUSP I1501	SUBNET	1	150	TERNA	23.069	19.64	5993	3746.4
PALERMO	CONTESS FS	COFPZI1501	SUBNET	1	150	R.F.I.	13.901	9.978	3611	1151.1
PALERMO	ESSO RAFF	ESSP I1501	SUBNET	1	150	ESSO RAFFIN	21.057	17.323	5471	3528.8
PALERMO	GELA	GELPDI1501	SUBNET	1	150	ENEL DISTRIB	13.102	7.29	3404	1610.7
PALERMO	ROCCAL.FS	ROFPZI1501	SUBNET	1	150	R.F.I.	10.355	6.499	2690	1082.6
PALERMO	S.VENERINA	SVNPD1501	SUBNET	1	150	ENEL DISTRIB	11.428	7.261	2969	1785.3
PALERMO	UNICEM	UNIP I1501	SUBNET	1	150	BUZZI UNICEM	19.455	15.133	5055	3321.4

Tabella 12 – Valori delle correnti e delle potenze di c.c. negli impianti della rete a 380-220-150-132 kV

9. SERVIZI DI INTERROMPIBILITÀ E DI RIDUZIONE ISTANTANEA DEI PRELIEVI DI ENERGIA ELETTRICA PER LA SICUREZZA

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 e di riduzione istantanea dei prelievi nel corso dell'anno 2013

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.

Nella Tabella 13 si riporta il numero degli impianti che hanno prestato il servizio di interrompibilità per l'anno 2014 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	473	3.700
Interrompibilità di emergenza	9	26
Riduzione istantanea dei prelievi – Sicilia	36	108
Riduzione istantanea dei prelievi - Sardegna	15	127
Totale	528*	3.961

Tabella 13 – Impianti con servizio di interrompibilità e potenza contrattuale

* Ad eccezione di cinque impianti, 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

In base all'articolo 36 della Delibera n. 250/04 e all'articolo 21, comma 21.3 della Delibera n. 197/11, Terna e un utente AT o più utenti AT in forma associata, possono stabilire contratti per la qualità aventi le caratteristiche indicate nel Titolo 9 della Parte I del TIQE⁶.

11. INCIDENTI RILEVANTI

Ai sensi dell'articolo 35, comma 3 della Delibera n. 250/04, Terna è tenuta ad inviare all'Autorità un rapporto per ogni incidente rilevante sulla RTN. Il rapporto contiene 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.

Nel corso dell'anno 2014 non si sono verificati incidenti rilevanti.

⁶ Testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015.

12. ELENCO DEI DOCUMENTI PUBBLICATI DA TERNA

Nel seguito si riporta l'elenco dei documenti pubblicati sul sito internet di Terna sulla qualità del servizio di trasmissione negli anni dal 2005 al 2014.

Titolo	Data
Schede registrazione disalimentazioni (Energia non fornita o energia non ritirata) degli Utenti connessi alla RTN - Anno 2014_Dati Preliminari	30/04/2015
Elenco dei siti di utenti consumatori ed utenti produttori direttamente connessi alla rete AT TELAT AL 31.12.2014.	29/04/2015
Elenco dei siti di utenti consumatori ed utenti produttori direttamente connessi alla rete di trasmissione nazionale "storica" al 31.12.2014.	29/04/2015
Elenco dei siti di utenti consumatori ed utenti produttori indirettamente connessi alla rete di trasmissione nazionale al 31.12.2014.	29/04/2015
Schede registrazione disalimentazioni (Energia non fornita o energia non ritirata) degli Utenti connessi alla RTN - Anno 2015_Dati Preliminari	29/04/2015
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 2013	03/11/2014
Livelli attesi della qualità della tensione per l'anno 2014.	05/06/2014
Qualità del servizio di trasmissione - Rapporto annuale per l'anno 2013	27/05/2014
Schede registrazione disalimentazioni (Energia non fornita o energia non ritirata) degli Utenti connessi alla RTN - Anno 2013	30/04/2014
Elenco dei siti di utenti consumatori ed utenti produttori direttamente connessi alla rete di trasmissione nazionale "storica" al 31.12.2013.	28/04/2014
Elenco dei siti di utenti consumatori ed utenti produttori indirettamente connessi alla rete di trasmissione nazionale al 31.12.2013.	28/04/2014
Elenco dei siti di utenti consumatori ed utenti produttori direttamente connessi alla rete AT TELAT AL 31.12.2013.	28/04/2014
Livelli attesi della qualità della tensione per l'anno 2013.	21/05/2013
Qualità del servizio di trasmissione - Rapporto annuale per l'anno 2012	16/05/2013

Schede registrazione disalimentazioni (Energia non fornita o energia non ritirata) degli Utenti connessi alla RTN - Anno 2012	06/05/2013
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 2012	02/05/2013
Elenco dei siti di utenti consumatori ed utenti produttori direttamente connessi alla rete AT TELAT al 31.12.2012.	31/01/2013
Elenco dei siti di utenti consumatori ed utenti produttori indirettamente connessi alla rete di trasmissione nazionale al 31.12.2012.	31/01/2013
Elenco dei siti di utenti consumatori ed utenti produttori direttamente connessi alla rete di trasmissione nazionale "storica" al 31.12.2012.	31/01/2013
Schede registrazione disalimentazioni (Energia non fornita o energia non ritirata) degli Utenti connessi alla RTN - Anno 2011	30/06/2012
Qualità del servizio di trasmissione - Rapporto annuale per l'anno 2011	30/06/2012
Livelli attesi della qualità della tensione per l'anno 2012	28/05/2012
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 2011	27/04/2012
Qualità del servizio di trasmissione - Rapporto annuale per l'anno 2010	24/02/2012
Elenco dei siti di utenti consumatori ed utenti produttori direttamente connessi alla rete di trasmissione nazionale "storica" al 31.12.2011.	31/01/2012
Elenco dei siti di utenti consumatori ed utenti produttori indirettamente connessi alla rete di trasmissione nazionale al 31.12.2011.	31/01/2012
Elenco dei siti di utenti consumatori ed utenti produttori direttamente connessi alla rete AT TELAT al 31.12.2011.	31/01/2012
Schede registrazione disalimentazioni (Energia non fornita o energia non ritirata) degli Utenti connessi alla RTN - Anno 2010	30/04/2011
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 di cortocircuito della rete rilevante con tensione 380-220-150-132 kV – Anno 2008	17/08/2009
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	26/03/2008

trasmissione nazionale al 31.12.2007.	
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