

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE  
420/2016/R/EEL**

**REGOLAZIONE TARIFFARIA DELL'ENERGIA REATTIVA PER  
LE RETI IN ALTA E ALTISSIMA TENSIONE E PER LE RETI DI  
DISTRIBUZIONE**

**21 luglio 2016**

### **Premessa**

*Con la deliberazione 654/2015/R/eel l'Autorità ha aggiornato i corrispettivi per i prelievi e le immissioni di energia reattiva per i clienti finali connessi in bassa e media tensione, per il quinto periodo di regolazione, ed ha rinviato a successivo provvedimento la determinazione dei corrispettivi per le reti di alta e altissima tensione e per i transiti tra reti.*

*Il presente documento per la consultazione si inquadra nel procedimento avviato con la deliberazione 483/2014/R/eel per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e di condizioni tecnico-economiche per il servizio di connessione nel quinto periodo di regolazione, e illustra gli orientamenti dell'Autorità in materia di regolazione dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva dalle/nelle reti in alta e altissima tensione e nei punti di interconnessione tra imprese distributrici, oltre a possibili modifiche della vigente regolazione relativa ai clienti finali in media e bassa tensione.*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta tramite posta elettronica ([infrastrutture@autorita.energia.it](mailto:infrastrutture@autorita.energia.it)) entro il **16 settembre 2016**. Le osservazioni e le proposte pervenute saranno pubblicate sul sito internet dell'Autorità. Pertanto, qualora i partecipanti alla consultazione intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, motiveranno tale richiesta contestualmente a quanto inviato in esito al presente documento, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione.*

**Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico**  
**Direzione Infrastrutture, Unbundling e Certificazione**  
**Piazza Cavour 5 – 20121 Milano**

*e-mail: [infrastrutture@autorita.energia.it](mailto:infrastrutture@autorita.energia.it)*

*sito internet: [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)*

## INDICE

|   |           |
|---|-----------|
| PARTE I – INQUADRAMENTO GENERALE  | 4         |
| 1 Introduzione  | 4         |
| 2 Motivazione dell'intervento e oggetto del documento   | 5         |
| 3 Quadro normativo in materia di energia reattiva   | 7         |
| PARTE II – PRELIEVI E IMMISSIONI DI ENERGIA REATTIVA NELLE RETI IN ALTA E ALTISSIMA TENSIONE E NEI PUNTI DI INTERCONNESSIONE TRA RETI DI DISTRIBUZIONE  | 9         |
| 4 Effetti fisici e quantificazione dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva  | 9         |
| 5 Valutazione dei costi afferenti ai prelievi ed alle immissioni di energia reattiva  | 13        |
| 6 Transiti di energia reattiva tra reti di distribuzione in media e bassa tensione  | 15        |
| PARTE III – ORIENTAMENTI PER LA REGOLAZIONE   | 15        |
| 7 Orientamenti generali in materia di aggiornamento della regolazione dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva in alta e altissima tensione  | 15        |
| 8 Orientamenti specifici per i clienti finali in alta o altissima tensione  | 18        |
| 9 Orientamenti specifici per i clienti finali in alta, altissima e media tensione con impianti di produzione interni  | 18        |
| 10 Orientamenti specifici per le imprese distributrici  | 20        |
| 11 Orientamenti specifici in materia di corrispettivi unitari per le immissioni e per i prelievi con insufficiente fattore di potenza   | 22        |
| 12 Orientamenti specifici in materia di aggiornamento della regolazione dei transiti di energia reattiva tra reti di distribuzione e dei prelievi e immissioni da parte dei clienti finali dalle/nelle reti in media e bassa tensione | 23        |
| 13 Orientamenti specifici relativi all'aggiornamento dell'impatto della generazione distribuita sui transiti di energia reattiva tra reti   | 24        |
| <i>Allegato 1 Investimenti per dispositivi di compensazione effettuati e pianificati da Terna</i>   | <i>26</i> |
| <i>Allegato 2 Andamento dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva nella RTN</i>   | <i>32</i> |
| <i>Allegato 3 Distribuzione dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva sul territorio nazionale</i>  | <i>36</i> |
| <i>Allegato 4 Corrispettivi per prelievi di energia reattiva di cui al TIT</i>  | <i>41</i> |
| <i>Allegato 5 Analisi e valutazione dei flussi di energia reattiva nelle reti di alta ed altissima tensione</i>   | <i>42</i> |

## PARTE I – INQUADRAMENTO GENERALE

### 1 Introduzione

- 1.1 Il transito di energia reattiva nelle reti elettriche è un fenomeno intrinseco nel funzionamento del sistema elettrico che dipende dai componenti della rete, dagli impianti di consumo dei clienti finali<sup>1</sup> e dagli impianti di produzione di energia.
- 1.2 Nel caso delle reti di distribuzione in media e bassa tensione gli effetti di tali transiti devono, in generale, essere evitati in quanto determinano una riduzione della capacità di trasporto dell'energia attiva, un aumento delle perdite di energia attiva e, con impatti meno rilevanti, cadute di tensione.
- 1.3 Diversamente, nel caso delle reti in alta e altissima tensione<sup>2</sup>, strutturalmente differenti dalle reti di distribuzione, i prelievi e le immissioni di energia reattiva influenzano principalmente i valori della tensione nei nodi della rete e, conseguentemente, i vincoli operativi agli impianti di produzione connessi alla rete, determinando possibili rischi al funzionamento sicuro e stabile del sistema elettrico.
- 1.4 Tale fenomeno risulta essere più o meno accentuato in funzione delle caratteristiche locali della rete, quali, ad esempio, il livello di tensione nominale e la potenza di cortocircuito.
- 1.5 Come già indicato nel documento per la consultazione 21 aprile 2011, 13/11, nelle reti magliate, a causa della variazione dei carichi (giornaliera, settimanale, mensile) e dei profili di tensione imposti dalla gestione della rete, i flussi di potenza reattiva in alcune linee possono invertirsi anche a livello giornaliero. Nel caso delle reti magliate è dunque più complessa l'individuazione degli effetti prodotti da prelievi e immissioni di potenza reattiva da parte dei clienti finali sui transiti di potenza reattiva. Infatti, in funzione degli esiti dell'attività di dispacciamento degli impianti di produzione di energia elettrica ovvero delle configurazioni della rete rilevante, quindi in funzione del valore di potenza attiva iniettata nei singoli nodi di rete, il medesimo prelievo di reattiva potrebbe determinare ricadute positive o negative: gli effetti del prelievo di energia reattiva da parte dei clienti finali risultano quindi correlati con l'esito dell'attività

---

<sup>1</sup> Il cliente finale, come definito nell'Allegato A alla deliberazione 654/2015/R/eel, è la persona fisica o giuridica che non esercita l'attività di distribuzione e che preleva l'energia elettrica, per la quota di proprio uso finale, da una rete pubblica anche attraverso reti o linee private. Pertanto, un cliente finale può avere, unitamente agli impianti di consumo, impianti di produzione di energia elettrica connessi alla propria rete interna.

<sup>2</sup> L'Allegato A alla deliberazione n.111/06 definisce la Rete rilevante come "l'insieme della RTN, ivi inclusa la rete di interconnessione con l'estero, e delle reti di distribuzione in alta tensione direttamente connesse alla RTN in almeno un punto di interconnessione.". Nel seguito del documento per rete in alta e altissima tensione si intende la rete rilevante.

di dispacciamento, a sua volta correlata agli esiti del mercato e quindi, in ultima analisi, non determinabile a priori e generalmente mutevole nel tempo.

- 1.6 L'obiettivo da perseguire nella gestione dell'energia reattiva prelevata o immessa nella rete in alta e altissima tensione non corrisponde, dunque, come in genere avviene per le reti in bassa e media tensione, alla minimizzazione delle immissioni e dei prelievi di energia reattiva, bensì ad una loro ottimizzazione in funzione delle caratteristiche locali della rete.
- 1.7 Tale obiettivo può essere perseguito attraverso opportuni segnali, anche economici, destinati ai soggetti direttamente coinvolti: Terna, le imprese distributrici, i produttori di energia elettrica ed i clienti finali connessi in alta e altissima tensione.
- 1.8 Tra i soggetti coinvolti potrebbero essere ricompresi anche gli utenti connessi alle reti di distribuzione in media e bassa tensione, sempre nell'ottica di massimizzare l'efficacia e l'efficienza della gestione dell'energia reattiva.
- 1.9 Con il presente documento l'Autorità intende pertanto presentare i propri orientamenti indirizzati ad aggiornare il quadro regolatorio in materia di energia reattiva in relazione ai prelievi e alle immissioni di energia reattiva nelle reti in alta e altissima tensione, ai transiti tra reti di distribuzione, ai prelievi ed alle immissioni di energia reattiva che interessano le reti di alta e altissima tensione da parte dei clienti finali in bassa e media tensione.

## **2 Motivazione dell'intervento e oggetto del documento**

- 2.1 La regolazione economica dei prelievi di energia reattiva da parte dei clienti finali con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, di ogni livello di tensione, e di alcuni aspetti inerenti ai transiti di energia reattiva tra reti di distribuzione e tra le reti di distribuzione e la Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), è attualmente definita dalle disposizioni contenute nel TIT<sup>3</sup>.
- 2.2 Le disposizioni in materia di energia reattiva riportate nel TIT riflettono gli esiti di una prima parte della più completa riforma che l'Autorità intende introdurre, così come definiti con la deliberazione 2 maggio 2013, 180/2013/R/eel.
- 2.3 L'obiettivo della riforma è di fornire corretti segnali di prezzo ai soggetti titolari dei punti di prelievo e interconnessione in relazione ai costi che i loro comportamenti inducono sul sistema. In questo senso la riforma è stata condotta separando da un lato le disposizioni in materia di energia reattiva relativa ai punti di prelievo e di interconnessione tra reti connessi alla rete di trasmissione

---

<sup>3</sup> Allegato A alla deliberazione 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel, Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica (TIT).

nazionale e dall'altra le disposizioni relative ai punti di prelievo connessi in media e bassa tensione.

- 2.4 In particolare con riferimento agli effetti dei transiti di potenza ed energia reattiva sulla rete di trasmissione nazionale si è ritenuto opportuno che i segnali di prezzo fossero forniti primariamente ai soggetti (clienti finali direttamente connessi alla rete di trasmissione nazionale e imprese distributrici direttamente interconnesse) che dispongono delle leve necessarie per intervenire e modificare i livelli di potenza reattiva assorbita e immessa nella rete di trasmissione nazionale.
- 2.5 In questo contesto, con riferimento ai corrispettivi per i prelievi di energia reattiva nelle reti di media e bassa tensione si è ritenuto opportuno prevedere che oltre ai costi connessi ai transiti di energia reattiva all'interno del perimetro delle reti di distribuzione, definiti sulla base di un approfondito studio, fosse prevista anche una parziale copertura dei costi sostenuti dalle imprese distributrici per regolare prelievi e immissioni dalla rete di trasmissione nazionale, fondata sugli effetti in termini di utilizzo delle reti in alta e altissima tensione (per effetto "capacità" ed effetto "perdite")<sup>4</sup>.
- 2.6 Non sono invece stati ancora riformati i corrispettivi per i prelievi di energia reattiva nelle reti in alta e altissima tensione, che riflettono ancora i valori definiti con provvedimento del Comitato Interministeriale Prezzi n. 15/93 (16,80 lire/kvarh per forniture a tariffe multiorarie in alta tensione per prelievi di energia reattiva compresi tra il 50% e il 75% dell'energia attiva), allora introdotti come penale.
- 2.7 Nel presente documento, in coerenza con quanto previsto dalla deliberazione 654/2015/R/eel, sono illustrati gli orientamenti dell'Autorità per la definizione della regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva nei punti di prelievo in alta e altissima tensione (clienti finali ed imprese distributrici), attraverso l'introduzione di corrispettivi unitari il più possibile aderenti ai costi, come peraltro già sottolineato con la deliberazione 9 ottobre 2014, 483/2014/R/eel<sup>5</sup>.
- 2.8 Nell'ambito del predetto intervento l'Autorità ritiene inoltre opportuno:
- a) regolare le immissioni di energia reattiva in rete da parte dei clienti finali in media e bassa tensione;

---

<sup>4</sup> Questa impostazione non risponde a una puntuale valutazione degli effetti prodotti sulle reti di alta e altissima tensione con modellizzazione del sistema elettrico, ma si basa sull'approccio semplificato di "estendere le principali conclusioni tratte dall'analisi sulle reti di media e bassa tensione in termini di impatto degli assorbimenti della potenza reattiva sulla capacità di trasporto anche alle porzioni di rete in alta e altissima tensione" (punto 13.3 del documento per la consultazione 13/11).

<sup>5</sup> Delibera di avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità dei servizi nel quinto periodo di regolazione.

- b) regolare i transiti di energia reattiva tra reti di distribuzione;
  - c) considerare eventuali modifiche per responsabilizzare ulteriormente i clienti finali in media e bassa tensione.
- 2.9 Le simulazioni quantitative necessarie alla rappresentazione del comportamento del sistema elettrico in relazione alle immissioni e ai prelievi di energia reattiva sulla rete di trasmissione, sono basate su dati nella disponibilità di Terna e sono state effettuate in collaborazione tra Terna e il Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano. Sintesi di tali simulazioni, oltre ad analisi relative a immissioni e prelievi di energia reattiva nel 2014 sulla rete di trasmissione, e a valutazioni sui costi per la gestione dell'energia nel mercato dei servizi di dispacciamento, sono riportate nell'Allegato 5 al presente documento.
- 2.10 Le analisi effettuate, descritte nel seguito del documento, evidenziano da un lato i potenziali effetti di una migliore gestione dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva nella rete in alta e altissima tensione, dall'altro il ruolo attivo dei soggetti potenzialmente coinvolti dalla regolazione, e costituiscono sostegno agli orientamenti dell'Autorità esposti nel seguito.
- 2.11 Non sono oggetto di trattazione nel presente documento le questioni relative alle modalità con le quali attualmente Terna si approvvigiona delle risorse di energia reattiva necessarie al funzionamento in sicurezza del sistema, ovvero alla regolazione della tensione, pur essendo considerate ai fini della valorizzazione dei costi associati ai prelievi e alle immissioni di energia reattiva.
- 2.12 Coerentemente con quanto previsto dalla deliberazione 654/2015/R/eel, l'Autorità ritiene che la nuova regolazione possa entrare in vigore il 1° gennaio 2017.

### **3 Quadro normativo in materia di energia reattiva**

- 3.1 Per quanto riguarda i punti di prelievo nella disponibilità di clienti finali, attualmente i corrispettivi per prelievi di energia reattiva si applicano ai soggetti con potenza disponibile superiore a 16,5 kW; dipendono dal livello di tensione e dal fattore di potenza (vd Tabelle 4 e 5 del TIT, riportate anche nell'Allegato 4) e sono applicabili in corrispondenza delle fasce F1 ed F2, mentre per l'energia reattiva prelevata nella fascia F3 sono posti pari a zero.
- 3.2 Per quanto riguarda i punti di interconnessione tra la RTN e le reti di distribuzione, oppure tra le reti di distribuzione, ciascun soggetto (Terna o impresa distributrice) applica alla controparte i corrispettivi per prelievi di energia elettrica dalla propria rete che avvengono con insufficiente fattore di potenza di cui alla Tabella 5 del TIT.
- 3.3 Anche in questo caso, in relazione ai prelievi effettuati nella fascia F3 non si applica alcun corrispettivo associato all'energia reattiva.

- 3.4 In particolare, Terna destina le partite economiche derivanti dalla applicazione dei corrispettivi relativi ai punti di interconnessione con la RTN alla determinazione del corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD), di cui all'articolo 44 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06.
- 3.5 Al fine di considerare adeguatamente i transiti di energia reattiva che avvengono nell'ambito della RTN attraverso collegamenti in alta tensione di imprese distributrici, in particolare nel caso di due o più punti di interconnessione tra una rete di distribuzione e la RTN collegati tramite una linea in alta tensione appartenente alla rete di distribuzione, i corrispettivi per prelievi con insufficiente fattore di potenza si applicano all'aggregato dei punti di interconnessione tra le reti<sup>6</sup>.
- 3.6 Un ulteriore aspetto già oggetto di regolazione riguarda gli effetti della diffusione della generazione distribuita, la quale, tipicamente gestita con fattore di potenza unitario, comporta da un lato la riduzione dell'energia elettrica attiva prelevata da parte dell'impresa distributtrice dalla rete a monte (di trasmissione o di distribuzione), dall'altro l'invarianza dell'energia reattiva prelevata dalla rete a monte, che non dipende dalla quantità di energia attiva immessa con fattore di potenza unitario dalla generazione distribuita.
- 3.7 Tale situazione, determinando la riduzione del fattore di potenza associato all'energia elettrica prelevata dalla rete di distribuzione nei punti di interconnessione, è contemplata dalla regolazione vigente attraverso l'aumento fittizio dell'energia elettrica attiva prelevata nei punti di interconnessione di una quota pari all'energia elettrica prodotta dalla generazione distribuita, al fine di evitare l'applicazione dei corrispettivi per insufficiente fattore di potenza all'impresa distributtrice alla cui rete tale generazione è connessa<sup>7</sup>.
- 3.8 Più in dettaglio, l'Autorità ha aggiornato, a partire dal 1° gennaio 2016, la regolazione dei prelievi di energia reattiva per i clienti finali con potenza disponibile superiore a 16,5 kW connessi in bassa e media tensione, in ordine ai seguenti aspetti:
- a) valore minimo del fattore di potenza, equivalente a prelievi di energia reattiva pari al 33% dell'energia attiva prelevata ( $\cos\phi$  circa 0,95), al di sotto del quale trovano applicazione due fasce di corrispettivi, corrispondenti rispettivamente a valori di energia reattiva prelevata fino al 75% ( $0,8 \leq \cos\phi < 0,95$ ) ed oltre il 75% ( $\cos\phi < 0,8$ ) dell'energia attiva prelevata;

---

<sup>6</sup> TIT, articolo 28.

<sup>7</sup> TIT, articolo 28.

- b) quantificazione dei predetti corrispettivi, tali da riflettere i costi indotti dal prelievo di energia reattiva;
  - c) definizione di una quota del ricavo derivante dall'applicazione dei corrispettivi da parte di ciascuna impresa distributrice, pari all'80%, e destinata alla copertura dei ricavi per il servizio di distribuzione della medesima impresa;
  - d) definizione di una quota del ricavo derivante dall'applicazione dei corrispettivi da parte di ciascuna impresa distributrice, pari al 20%, e destinata alla copertura dei costi relativi alle perdite di rete della singola impresa distributrice.
- 3.9 Il TIT regola inoltre alcune condizioni vincolanti il prelievo o l'immissione di energia reattiva in rete da parte dei clienti finali in media e bassa tensione<sup>8</sup>, di norma contenute anche nei contratti di connessione stipulati tra le parti. In particolare:
- a) il livello minimo del fattore di potenza istantaneo in corrispondenza del massimo carico per prelievi nei periodi di alto carico è posto pari a 0,9;
  - b) il livello minimo del fattore di potenza medio mensile è posto pari a 0,7;
  - c) non è consentita l'immissione in rete di energia reattiva.

Nei casi in cui non siano rispettate le disposizioni di cui alle precedenti lettere, il gestore di rete competente può chiedere l'adeguamento degli impianti, pena la sospensione del servizio.

## **PARTE II – PRELIEVI E IMMISSIONI DI ENERGIA REATTIVA NELLE RETI IN ALTA E ALTISSIMA TENSIONE E NEI PUNTI DI INTERCONNESSIONE TRA RETI DI DISTRIBUZIONE**

### **4 Effetti fisici e quantificazione dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva**

- 4.1 E' stato accennato nell'introduzione, al punto 1.3, che i prelievi e le immissioni di energia reattiva nella rete in alta o altissima tensione hanno effetto principalmente sull'andamento delle tensioni e, di conseguenza, sulla stabilità del sistema elettrico. Lo studio in collaborazione tra Terna e il Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano (Allegato 5 al presente documento) indica inoltre che gli effetti sull'aumento delle perdite di rete e sul maggior utilizzo della capacità di trasporto possono considerarsi di minore impatto.

---

<sup>8</sup> TIT, articolo 23.

- 4.2 Oltre ai prelievi ed alle immissioni di energia reattiva da parte dei clienti finali e delle imprese distributrici, nella rete in alta e altissima tensione vi sono flussi di energia reattiva correlati agli assetti di esercizio della rete. Tali flussi sono “fisiologici” al funzionamento della rete e sono indipendenti dai prelievi e dalle immissioni di energia reattiva da parte dei clienti finali e delle imprese distributrici<sup>9</sup>. I flussi associati ai prelievi e alle immissioni da parte dei clienti finali e delle imprese distributrici possono essere considerati “incrementali”, aggiungendosi ai flussi “fisiologici”.
- 4.3 L’energia reattiva totale transitante nella rete in alta e altissima tensione, somma dei transiti “fisiologici” ed “incrementali”, è controllata da Terna attraverso parte degli impianti di produzione ed i dispositivi per l’erogazione o l’assorbimento di energia reattiva installati e gestiti dalla stessa Terna.
- 4.4 Ai fini della determinazione dei corrispettivi per prelievi ed immissioni di energia reattiva non dovrebbero essere trattati i transiti “fisiologici”, in quanto connaturati al funzionamento del sistema.
- 4.5 Gli effetti fisici dei transiti di energia reattiva sono in generale:
- a) variazione dei livelli di tensione, che può incidere sulla sicurezza e sulla affidabilità di funzionamento del sistema elettrico;
  - b) conseguenti vincoli al funzionamento degli impianti di produzione nell’ambito del dispacciamento, che possono determinare un minor controllo e sicurezza della rete;
  - c) variazione delle perdite di rete;
  - d) variazione dell’utilizzo della capacità di trasporto.
- 4.6 Come accennato al punto 1.4, gli effetti dei transiti “incrementali” sono differenti a seconda delle caratteristiche della porzione di rete dove avvengono (configurazione di rete nei pressi del nodo oggetto di immissione o prelievo, livello di tensione e potenza di cortocircuito della rete in corrispondenza del nodo, presenza di impianti di produzione in alta tensione, presenza di induttori o condensatori di rifasamento, etc.) e possono migliorare o peggiorare la sicurezza del sistema elettrico, al variare delle predette caratteristiche locali di rete.
- 4.7 Gli effetti dei transiti “incrementali” di energia reattiva sulla rete in alta e altissima tensione sono di complessa e incerta determinazione se riferiti ad ogni nodo di rete. A ciò si aggiungerebbe un aggravio computazionale conseguente alla necessità di tenere conto di diverse configurazioni di rete. La valutazione degli effetti dei transiti di energia reattiva può tuttavia essere effettuata a livello aggregato, in ragione dei costi della attività di dispacciamento necessaria a

---

<sup>9</sup> Nel caso teorico di assenza di prelievi e immissioni di energia reattiva da parte dei clienti finali e delle imprese distributrici, nella rete in alta e altissima tensione si avrebbero comunque transiti “fisiologici” di energia reattiva, la cui gestione sarebbe comunque in capo a Terna.

garantire i corretti valori di tensione e, conseguentemente, il funzionamento stabile e sicuro della rete. Tale impostazione è ritenuta adeguata dal momento che permette comunque di individuare con buona approssimazione i costi effettivamente sostenuti da Terna nell'ambito delle attività di dispacciamento per la gestione dell'energia reattiva.

- 4.8 È stato possibile determinare gli impatti dei prelievi e delle immissioni in termine di “perdite” sulla rete di trasmissione, avvalendosi degli strumenti di simulazione di Terna, ed in particolare del modello di rete che rappresenta la struttura ed il funzionamento del sistema elettrico a tutti i livelli di tensione di trasmissione (380 - 220 - 150 - 132 - 70 - 60 - 50 kV) rappresentando uno scenario di riferimento di basso carico con fabbisogno di circa 21,8 GW (notturno)<sup>10</sup>. E' importante sottolineare che il modello di rete permette di tenere conto dell'insieme dei transiti “fisiologici” e dei transiti “incrementali” o dei soli transiti “fisiologici”, pertanto di evidenziare come differenza gli impatti incrementali (cfr capitolo 3 “simulazioni di rete” dell'Allegato 5 al presente documento).
- 4.9 Il modello di rete utilizzato da Terna tiene anche conto del fatto che l'attività di dispacciamento è effettuata sia attraverso i gruppi di generazione direttamente connessi alla rete in alta e altissima tensione, sia attraverso l'ausilio di condensatori, reattori, compensatori sincroni, etc., installati come illustrato nell'Allegato 1 al presente documento.
- 4.10 In relazione ai transiti “incrementali”, dai dati disponibili sono emersi per il 2014 comportamenti sia in prelievo sia in immissione di energia reattiva nella rete in alta e altissima tensione, con una prevalenza per i prelievi (vd Allegati 2 e 3 al presente documento).
- 4.11 Dai dati in possesso di Terna risulta inoltre che, sempre nel 2014, le cabine primarie delle imprese distributrici hanno prelevato circa 20,4 TVArh ed immesso in rete circa 3,6 TVArh, mentre i clienti finali in alta o altissima tensione hanno prelevato circa 8,8 TVArh ed immesso in rete circa 0,6 TVArh (vd Allegato 5 al presente documento). Pertanto, complessivamente, i transiti “incrementali” di energia reattiva per il 2014 nella rete rilevante sono pari a circa 33,4 TVArh (somma dei valori assoluti dei prelievi e delle immissioni).
- 4.12 Con riferimento alle cabine primarie, si evidenziano comportamenti sia in prelievo sia in immissione di energia reattiva in rete, peraltro con valori medi del fattore di potenza intorno a 0,98 in entrambi i casi (vd. Allegato 2, Fig. 1).

---

<sup>10</sup> In generale, lo scopo delle simulazioni effettuate e presentate nel capitolo 3 dell'Allegato 5 al presente documento è stato di valutare l'impatto della variazione del fattore di potenza delle cabine e dei clienti AT sulla RTN, al fine di determinarne il valore ottimale in termini di riduzione delle perdite di rete, ottimizzazione dei profili di tensione, e massimizzazione dei margini dei gruppi in sovra e sottoeccitazione.

- 4.13 Con riferimento ai clienti finali, si evidenziano comportamenti sia in prelievo sia in immissione di energia reattiva in rete, con valori medi del fattore di potenza intorno a 0,94 in prelievo e 0,59 in immissione (vd. Allegato 2, Fig. 2).
- 4.14 Tali valori medi non evidenziano possibili situazioni critiche locali, caratterizzate da fattori di potenza ancor più bassi, che possono comportare problemi di tensione e di sicurezza. Tali situazioni sono comunque tenute in considerazione negli orientamenti per la regolazione (vd in particolare i punti 7.7 e 7.9).
- 4.15 Nell'Allegato 2 sono riportati, a titolo esemplificativo, le durate cumulate di prelievi e immissioni di energia reattiva relative al mese di gennaio 2014, non meno significativo di altri mesi dell'anno. Con particolare riferimento alle cabine primarie (vd Allegato 2, Figg. 5, 6 e 7), si evidenzia, tra l'altro, che:
- a) circa il 25% delle cabine primarie preleva energia reattiva dalla rete per il 100% delle ore mensili;
  - b) circa il 25% delle cabine primarie preleva energia reattiva dalla rete per oltre il 75% delle ore mensili, mentre immette energia reattiva per le restanti ore;
  - c) circa il 15% delle cabine primarie immette energia reattiva in rete per il 100% delle ore notturne;
  - d) circa il 25% delle cabine primarie preleva energia reattiva dalla rete per oltre l'80% delle ore diurne, mentre immette energia reattiva per le restanti ore diurne.
- 4.16 Da quanto sopra illustrato, appaiono evidenti le immissioni di energia reattiva in rete da parte sia delle reti di distribuzione sia, in particolar modo, dei clienti finali, per questi ultimi caratterizzate da un fattore di potenza medio pari a circa 0,59 in immissione.
- 4.17 Ciò, nonostante il divieto di norma contenuto nei contratti di connessione stipulati tra le imprese distributrici ed i clienti finali, ripreso anche nelle disposizioni del TIT a far data dal 1 gennaio 2016 relativamente ai clienti connessi in media e bassa tensione.
- 4.18 Meno rilevanti appaiono i prelievi di energia reattiva da parte dei clienti finali, seppur caratterizzati da un fattore di potenza mediamente inferiore a 0,95.
- 4.19 Le immissioni di energia reattiva in rete da parte delle imprese distributrici hanno invece una rilevanza inferiore rispetto a quelle dei clienti finali, attestandosi su valori medi del fattore di potenza in immissione pari a circa 0,98. Occorre comunque sottolineare che la quantità totale di energia immessa in rete dalle cabine primarie è largamente superiore a quella immessa dai clienti finali (vd paragrafo 4.11).
- 4.20 Il comportamento delle cabine primarie e dei clienti finali in funzione della loro collocazione sul territorio italiano in tutto il 2014 e nei mesi di gennaio e giugno

2014, in relazione ai prelievi e alle immissioni di energia reattiva, è illustrato nell'Allegato 3. Tali elaborazioni mostrano un comportamento disomogeneo sul territorio, più accentuato per le cabine primarie rispetto ai clienti finali.

## **5 Valutazione dei costi afferenti ai prelievi ed alle immissioni di energia reattiva**

- 5.1 Ai fini del calcolo dei costi sostenuti da Terna sul MSD per garantire una corretta gestione della rete in funzione dei flussi di energia reattiva e dei vincoli di tensione nei diversi nodi, sono state condotte analisi sugli esiti dei mercati elettrici del 2014 finalizzate a stimare e valorizzare la quantità di energia reattiva (chiamate in MSD occorse prevalentemente per soccorso di tensione) e i relativi costi.
- 5.2 L'analisi ha anche tenuto conto sia degli interventi di sviluppo di Terna sulla propria rete, sia dei comportamenti degli operatori di mercato. Al fine di rendere l'analisi il più generale possibile, sono state escluse alcune condizioni particolari, non ripetitive e caratteristiche del 2014, che avrebbero reso meno significative le simulazioni effettuate (es.: vincoli di tensione occorsi solo nei primi mesi del 2014).
- 5.3 I risultati dell'analisi mostrano che i costi sostenuti da Terna su MSD nel 2014, relativamente ai vincoli a rete integra<sup>11</sup> imputabili prevalentemente alla gestione dell'energia reattiva, sono stimabili in circa 150 Mln euro. Allo scopo si veda il capitolo 4 dell'Allegato 5 nel quale sono descritti i criteri e le modalità utilizzati ai fini della valutazione dei suddetti costi.
- 5.4 In particolare, l'analisi ha mostrato che nel 2014 gli impianti di produzione selezionati in MSD per la predetta gestione dell'energia reattiva hanno immesso/prelevato nella/dalla rete, circa 1 TVArh nei periodi selezionati<sup>12</sup>.
- 5.5 In primo luogo è necessario evidenziare che l'analisi, non essendo replicabile tramite simulazioni che sarebbero estremamente onerose, non consente di attribuire i costi di cui al punto 5.3 ai flussi "incrementali" piuttosto che ai flussi "fisiologici".
- 5.6 In secondo luogo è altresì necessario evidenziare che non è possibile individuare gli utenti che determinano l'intervento di Terna in MSD e, di conseguenza,

---

<sup>11</sup> Per rete integra si intende la rete nelle normali configurazioni di funzionamento (es.: "Sicurezza N-1" di cui al Codice di rete di Terna).

<sup>12</sup> Occorre inoltre sottolineare che gli impianti di produzione hanno potenzialmente fornito, oltre al servizio di regolazione di tensione, attraverso la produzione o l'assorbimento di energia reattiva, anche altri servizi utili al corretto funzionamento della rete (es.: obbligo di fornitura di riserva primaria). L'analisi ha pertanto preso in considerazione, per quanto possibile, i soli fenomeni che hanno avuto un legame diretto con la tensione, quindi con l'energia reattiva.

l'energia reattiva immessa/prelevata nella/dalla rete che contribuisce alle criticità di tensione.

- 5.7 L'impatto della variazione del fattore di potenza sulle perdite di rete risulta non univoco, con significative differenze nelle diverse aree territoriali per diversi valori del fattore di potenza (si veda la sezione 3.1 dell'Allegato 5 al presente documento). Le simulazioni condotte in uno scenario di basso carico hanno evidenziato un potenziale di riduzione di perdite di circa 10 MW (nel caso di fattore di potenza unico nazionale), mentre l'eventuale differenziazione del fattore di potenza su base territoriale potrebbe avvicinare la riduzione ai 20 MW.
- 5.8 Nelle ipotesi semplificative di 10.000 ore equivalenti annue di utilizzazione delle perdite in condizioni di basso carico<sup>13</sup> e di un prezzo medio di 50 Euro/MWh<sup>14</sup>, tale riduzione di perdite corrisponderebbe a un risparmio di circa 5-10 milioni di Euro all'anno.
- 5.9 Sulla base di quanto illustrato ai punti precedenti, è possibile correlare i costi di cui ai punti 5.3 e 5.8 ai prelievi ed alle immissioni di energia reattiva dei clienti finali e delle imprese distributrici connessi in alta e altissima tensione (33,4 TVArh - vd punto 4.11).
- 5.10 L'Autorità ritiene che, in linea con una conclusione dello studio in Allegato 5 al presente documento, tali costi possano rappresentare un'opzione per la determinazione del corrispettivo unitario da applicare ai prelievi ed alle immissioni di energia reattiva nella rete in alta e altissima tensione dai soggetti obbligati.
- 5.11 A compendio della analisi di cui sopra, appare utile evidenziare che gran parte dei flussi "fisiologici" e "incrementali" sono compensati tramite strumenti già in campo, o in corso di realizzazione<sup>15</sup> (si veda l'Allegato 1 al presente documento).

---

<sup>13</sup> L'ipotesi tende ad essere conservativa, poiché Terna in sede di Piano di Sviluppo applica un coefficiente di 6.000 ore equivalenti annue di utilizzazione delle perdite in condizioni di picco sulla rete "continente".

<sup>14</sup> L'ipotesi tende ad essere conservativa, poiché Terna in sede di Piano di Sviluppo applica un coefficiente di 66 Euro/MWh, basato sulla media dei prezzi 2009-2014.

<sup>15</sup> Movimentazioni di potenza reattiva degli impianti di produzione selezionati in MGP all'interno della propria curva di capability (senza compensazioni ad hoc su MSD), uso di condensatori, reattori, compensatori sincroni, già installati o di prossima installazione da parte di TERNA. La curva di capability di un generatore di energia elettrica ne rappresenta i limiti di funzionamento ammissibili. In linea generale, la potenza reattiva erogabile aumenta con il diminuire della potenza attiva erogata. Nel caso in oggetto, un generatore che produce potenza attiva in esito al MGP può essere chiamato ad erogare/assorbire potenza reattiva entro i limiti della propria curva di capability, senza pertanto modificare la potenza attiva erogata, quindi senza dover essere ricompreso nell'ambito del MSD.

## **6 Transiti di energia reattiva tra reti di distribuzione in media e bassa tensione**

- 6.1 Nel caso dei transiti di energia reattiva tra imprese distributrici, afferenti a punti di interconnessione in media o bassa tensione, l’Autorità intende assimilare gli effetti del prelievo e delle immissioni di energia reattiva a quelli di un cliente finale connesso alla rete di distribuzione, come del resto regolamentato nell’ambito nel precedente periodo regolatorio (2012-2015).

### **PARTE III – ORIENTAMENTI PER LA REGOLAZIONE**

## **7 Orientamenti generali in materia di aggiornamento della regolazione dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva in alta e altissima tensione**

- 7.1 Sulla base di quanto esposto ai precedenti capitoli 5 e 6, sono di seguito illustrati gli orientamenti generali dell’Autorità in relazione alla determinazione di:
- a) livelli ottimali del fattore di potenza per le tipologie di utenze della rete in alta e altissima tensione (clienti finali o imprese distributrici), ed in particolare:
    - i. modifica del livello minimo del fattore di potenza dell’energia reattiva prelevata, rispetto a quanto oggi in vigore (TIT);
    - ii. introduzione del livello minimo del fattore di potenza dell’energia reattiva immessa;
  - b) corrispettivi unitari in relazione al superamento delle soglie di cui ai sub i e ii.
- 7.2 Con riferimento alla precedente lettera a), sub i, da quanto emerso dalle analisi effettuate, l’Autorità ritiene di fissare in 0,95 il valore ottimale del limite del fattore di potenza in prelievo di energia reattiva, limitatamente alle ore comprese nelle fasce F1 ed F2, in coerenza a quanto già disposto nel TIT per i clienti finali in media e bassa tensione<sup>16</sup>. Tale valore limite contribuisce a garantire valori ottimali dei livelli di tensione nei nodi di rete. Inoltre, la scelta dello stesso valore limite adottato per la rete MT sarebbe un segnale coerente per clienti finali con caratteristiche analoghe e con medesimi prelievi di potenza (indicativamente, qualche MW) che, a seconda di circostanze locali, potrebbero risultare connessi in un caso alla rete AT e in un altro caso alla rete MT.

---

<sup>16</sup> Il TIT fa riferimento al limite di energia reattiva pari al 33% dell’energia attiva, situazione che corrisponde a un fattore di potenza vicinissimo a 0,95.

- 7.3 Sulla base dei dati 2014 elaborati da Terna, il prelievo di energia reattiva è avvenuto:
- a) con un fattore di potenza pari, mediamente, a 0,94 per i clienti finali;
  - b) con un fattore di potenza pari, mediamente, a 0,98 per le cabine primarie delle imprese distributrici.
- 7.4 Per entrambe le casistiche va sottolineato che il prelievo di energia reattiva può avvenire localmente con valore del fattore di potenza anche di molto inferiore a 0,95. Per valori del fattore di potenza inferiori a 0,95 risulterà necessario intervenire con il rifasamento dei carichi sottesi.
- 7.5 Per la fascia F3, analogamente a quanto attualmente in vigore, l’Autorità ritiene di non imporre vincoli ai prelievi di energia reattiva dal momento che questi non risultano critici ai fini del funzionamento sicuro e stabile della rete, come peraltro emerso dalle simulazioni effettuate.
- 7.6 Con riferimento alla precedente lettera a), sub ii, l’Autorità ritiene opportuno fissare ad 1 il valore limite del fattore di potenza in immissione di energia reattiva, al fine di limitarne l’immissione in rete, per tutte le fasce F1, F2 e F3. A tal proposito si osserva che le immissioni di potenza reattiva difficilmente possono essere ricondotte a specifiche esigenze del processo produttivo delle più comuni utenze sottese, in quanto l’usuale comportamento dei carichi industriali (e anche dei carichi delle utenze terziarie e domestiche, connesse alla rete di distribuzione) è di natura reattivo-induttiva (es. magnetizzazione dei motori asincroni). Per quanto detto, per tali utenze non risulta problematico operare con un fattore di potenza in immissione unitario.
- 7.7 Infine, occorre evidenziare che Terna potrebbe intervenire localmente, in corrispondenza di aree di rete particolarmente critiche ai fini della sicurezza della rete, richiedendo ai clienti finali ed alle imprese distributrici prelievi o immissioni di energia reattiva con valori del fattore di potenza diversi da quelli sopra proposti. Tali interventi di Terna potrebbero comportare i seguenti effetti positivi:
- a) migliori assetti della rete, essendo presenti in minor misura vincoli sui livelli di tensione, con conseguente mantenimento della magliatura di rete e, in ultima analisi, aumento dell’affidabilità della rete;
  - b) aumento dell’efficacia dei piani di difesa, conseguente ad un miglior controllo dei livelli di tensione;
  - c) minori vincoli imposti agli impianti di produzione connessi alla rete in alta e altissima tensione, con la conseguente possibilità di una miglior gestione degli stessi nell’ambito delle attività di dispacciamento;
  - d) riduzione delle perdite di rete, dovuta alla riduzione dei valori di corrente in linea.

- 7.8 Gli interventi che Terna potrebbe attuare dovranno avvenire nel rispetto del dimensionamento delle batterie di rifasamento (o dei reattori) necessarie al soddisfacimento dei valori limite del fattore di potenza sopra individuati (sia in prelievo che in immissione di energia reattiva), come peraltro già previsto ai punti 1.B.6.4.1, 1.B.6.4.3 ed 1.B.7.4.1 del Codice di rete di Terna, laddove è indicato che *“Per limitare i transiti di potenza reattiva verso i siti di connessione, il Gestore può richiedere l’impiego, nelle reti con obbligo di connessione di terzi, di mezzi di compensazione della potenza reattiva (ad esempio condensatori di rifasamento), disponendone la loro più efficace ubicazione e gli orari di inserzione/disinserzione”*, e che *“Ai fini della qualità della tensione e per la minimizzazione delle perdite di rete il Gestore può imporre ai gestori di rete con obbligo di connessione di terzi il fattore di potenza nei punti di scambio”*, inoltre, con riferimento ad unità di consumo direttamente connesse *“Il Gestore potrà richiedere l’impiego di mezzi di compensazione della potenza reattiva (quali ad esempio condensatori di rifasamento o reattori), ubicati opportunamente, ed i relativi programmi d’inserzione”*.
- 7.9 A loro volta le imprese distributrici, ai fini del rispetto dei valori limite dei fattori potenza individuati dall’Autorità (o definiti localmente da Terna - cfr punto precedente), potrebbero richiedere ai clienti finali connessi alle proprie reti, qualora ritenuti rilevanti ai fini della regolazione dei predetti vincoli, di effettuare prelievi o immissioni di energia reattiva con valori del fattore di potenza anche inferiori a 0,95 in prelievo di energia reattiva e inferiori a 1 in immissione di energia reattiva.
- 7.10 Ai fini della attuazione di quanto illustrato ai punti 7.7 e 7.8 (e anche successivamente nei capitoli 8 e 10) è necessario prevedere che Terna:
- a) analizzi in sede di Piano di Sviluppo le criticità di tensione riscontrate nei periodi precedenti e individui le aree critiche prevedibili negli anni a venire in relazione ai profili di tensione e alla gestione di immissione e prelievi di energia reattiva;
  - b) comunichi la richiesta di regolare il prelievo o l’immissione di energia reattiva ai soggetti coinvolti con adeguato preavviso, in modo da consentire loro l’effettuazione delle necessarie attività preliminari;
  - c) ne definisca nel Codice di rete o in un suo allegato (eventualmente modificando l’Allegato A.14 “Partecipazione alla regolazione di tensione”<sup>17</sup>) le modalità implementative.

---

<sup>17</sup> Il campo di applicazione dell’Allegato A.14 include sia impianti utilizzatori direttamente connessi alla RTN, sia reti di distribuzione connesse alla RTN (incluse le reti appartenenti alle Ferrovie dello Stato). Il capitolo 7 del medesimo Allegato prevede che *“alle reti di distribuzione ed agli impianti utilizzatori direttamente connessi alla RTN, che non forniscano il servizio di regolazione della tensione, viene richiesto un contributo indiretto a tale regolazione. I gestori di tali impianti dovranno adottare opportuni*

## **8 Orientamenti specifici per i clienti finali in alta o altissima tensione**

- 8.1 In alternativa a quanto illustrato ai punti 7.7 e 7.8, i profili di immissione o prelievo di energia reattiva potrebbero essere gestiti da Terna continuativamente in tempo reale, attraverso comandi diretti ai clienti finali ritenuti allo scopo “rilevanti” in funzione di parametri quali la collocazione nella rete, la potenza reattiva “installata”, etc.. In questi casi, l’Autorità ritiene che l’operatività di Terna debba essere condizionata all’accettazione da parte dei clienti finali interessati.
- 8.2 Il cliente finale, pur nella facoltà di accettare la predetta richiesta di Terna, ha interesse a rendersi disponibile alla regolazione dell’energia reattiva in tempo reale secondo le disposizioni di Terna, in quanto ciò consentirebbe il mantenimento del valore di tensione nel punto di connessione alla rete il più stabile possibile; a tale scopo, la stessa Terna dovrebbe impegnarsi a garantire il mantenimento di un valore di tensione più stabile nel punto di connessione.
- 8.3 Nei casi di cui ai punti 7.7 e 7.8 oppure 8.1 e 8.2, non si applicherebbe alcun corrispettivo ai volumi di energia reattiva richiesti da Terna al fine di ottimizzare il funzionamento della rete.

## **9 Orientamenti specifici per i clienti finali in alta, altissima e media tensione con impianti di produzione interni**

- 9.1 Con riferimento alle reti in altissima, alta e media tensione, considerando le possibilità che possono essere offerte dai produttori di energia elettrica nella gestione ottimale dei transiti di energia reattiva tra reti di distribuzione ed RTN, l’Autorità intende prevedere che un impianto di produzione di energia elettrica non abilitato<sup>18</sup>, anche se situato all’interno dell’impianto di un cliente finale, possa essere assoggettato alle esigenze di gestione dell’energia reattiva da parte di Terna o dell’impresa distributrice (ciascuno per la propria rete di competenza) secondo le modalità successivamente illustrate.
- 9.2 L’Autorità ritiene infatti che la disponibilità di impianti di produzione di energia all’interno degli impianti dei clienti finali renda tali impianti assimilabili agli impianti di produzione direttamente connessi alle reti, con la conseguente possibilità di regolazione dell’energia reattiva all’interno della propria curva di *capability*.

---

*provvedimenti per mantenere il fattore di potenza, in ciascun punto di consegna e per ogni condizione di carico, ai valori stabiliti negli Accordi Complementari”.*

<sup>18</sup> Il Codice di rete di Terna definisce, nel Glossario dei termini, l’unità abilitata (UPA) come l’unità di produzione o di consumo rilevante che risponde ai requisiti fissati nelle regole per il dispacciamento ai fini della partecipazione al mercato per il servizio di dispacciamento, per almeno uno dei servizi ivi regolati.

- 9.3 Tale possibilità di regolazione della potenza reattiva potrebbe essere richiesta:
- a) da Terna agli impianti di produzione non abilitati connessi alla rete in altissima e alta tensione, o di impianti di produzione di potenza nominale superiore ad 1 MW interni agli impianti dei clienti finali connessi in altissima e alta tensione;
  - b) dalle imprese distributrici agli impianti di produzione, anche interni ad impianti di clienti finali, connessi alle reti di distribuzione in media tensione e di potenza nominale superiore a 100 kW.
- 9.4 In particolare, l’Autorità intende prevedere due distinte modalità di regolazione della potenza reattiva da parte degli impianti di produzione:
- a) la prima, che non richiedendo la predisposizione di sistemi di comunicazione può essere sviluppata già oggi, consiste nell’attivazione locale della funzione di regolazione della tensione secondo una curva caratteristica, che consenta al generatore l’erogazione o assorbimento di potenza reattiva in funzione del valore della tensione ai morsetti di uscita del generatore stesso, e comunque all’interno dei limiti di *capability*;
  - b) la seconda, che consiste nell’invio di un segnale di riferimento di potenza reattiva nel punto di connessione, può essere effettuata solo in presenza di sistemi di comunicazione, e quindi a seguito dello sviluppo di *smart distribution system*<sup>19</sup>, nonché in funzione delle scelte future in merito alle regole per la partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento da parte delle risorse diffuse.
- 9.5 Allo scopo, l’energia elettrica reattiva prodotta e immessa dall’impianto di produzione, anche connesso all’interno degli impianti del cliente finale, dovrà poter essere misurata dal gestore di rete interessato.
- 9.6 In tali casi, fermo restando la facoltà del produttore e del cliente finale di accettare o meno la proposta del gestore di rete, non si applicherebbe alcun corrispettivo ai volumi di energia reattiva richiesti da Terna o dall’impresa distributtrice al cliente finale con impianti di produzione.

---

<sup>19</sup> Con il documento per la consultazione 29 maggio 2015, 255/2015/R/eel, relativo alla promozione selettiva degli investimenti nei sistemi innovativi di distribuzione di energia elettrica, al comma 3.19 è stato puntualizzato che “*Il controllo della potenza reattiva al punto di scambio fra distributori e Terna potrebbe essere facilitato dalla presenza di funzionalità innovative di regolazione della tensione ... (omissis) ... L’Autorità sta aggiornando la regolazione economica dell’energia reattiva e i corrispettivi legati agli scambi di energia reattiva fra distributori e Terna, e terrà conto delle possibili interazioni con le suddette funzionalità innovative di regolazione della tensione. In particolare, potrebbero essere modificati alcuni degli aspetti dell’attuale regolazione per i clienti finali, come ad esempio, quelli relativi alla regolazione del fattore di potenza. Potrebbe infatti essere definita una disciplina specifica per gli utenti misti (ad oggi assimilati ad un utente passivo), con la possibilità di variare il proprio fattore di potenza in tempo reale sulla base di un opportuno comando del distributore, invece di prevedere il solo rispetto di un fattore di potenza limite medio mensile.*”.

## 10 Orientamenti specifici per le imprese distributrici

- 10.1 Gli orientamenti specifici di cui al capitolo 8 potrebbero essere estesi alle imprese distributrici connesse in alta e altissima tensione.
- 10.2 Le immissioni e prelievi di energia reattiva da parte delle imprese distributrici potrebbero essere controllate attraverso iniziative poste in essere dalle stesse imprese, in termini di:
- a) installazione di sistemi di controllo dell'energia reattiva presso le proprie reti;
  - b) *input* agli impianti dei clienti finali connessi alle reti di distribuzione in media tensione;
  - c) *input* agli impianti di produzione connessi alle reti di distribuzione in media tensione, o interni agli impianti dei clienti finali, di potenza nominale superiore a 100 kW.
- 10.3 Le possibili azioni di cui alla precedente lettera b) trovano già oggi modalità applicative nell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 33/08, cioè nella Norma CEI 0-16 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica" del settembre 2014, laddove il punto 7.6.2 relativo ai limiti di scambio di potenza reattiva per gli utenti passivi<sup>20</sup>, reca "*I valori limite del fattore di potenza consentiti nel punto di connessione devono essere concordati nel contratto per la connessione, nel rispetto delle normative tecniche vigenti e del Codice di rete*".
- 10.4 In ordine a quanto sopra, ed in analogia agli obblighi di regolazione della potenza reattiva da parte degli impianti di produzione rilevanti tipicamente connessi alla rete in alta e altissima tensione, l'Autorità intende introdurre la possibilità di regolazione della potenza reattiva da parte delle imprese distributrici nei confronti di impianti di produzione connessi alle reti di distribuzione entro i limiti di *capability*, anche installati presso i clienti finali, e di potenza nominale superiore a 100 kW che rispettano i requisiti della norma CEI 0-16 III Edizione o successive. Tali previsioni potrebbero successivamente essere estese agli impianti connessi in bassa tensione oltre certi livelli di potenza, da indentificare.
- 10.5 I predetti obblighi trovano già oggi modalità applicative nella Norma CEI 0-16 di settembre 2014, allegata alla deliberazione ARG/elt 33/08, laddove, al punto 8.8.6 si recita che "... *gli Utenti Attivi con generatori connessi alla rete MT sono tenuti a fornire i servizi di rete ...*", tra i quali la partecipazione al controllo della tensione di cui al punto 8.8.6.2, relativo alla partecipazione al controllo della

---

<sup>20</sup> La Norma CEI 0-16 considera l'utente passivo quel soggetto a cui si riferiscono impianti di solo consumo di energia elettrica.

tensione per gli utenti attivi<sup>21</sup> connessi alla rete MT, dove si recita che “*il Distributore concorderà con gli Utenti attivi connessi alle reti MT i modi per contribuire alla limitazione della tensione tramite assorbimento o erogazione di potenza reattiva. Quindi, la condizione base di funzionamento delle macchine prevede la iniezione di potenza attiva a  $\cos\phi = 1$ ; il funzionamento ad un fattore di potenza diverso da 1, purché ricompreso nella curva di capability del generatore a un dato livello di potenza attiva, viene richiesto dal Distributore per consentire la regolazione della tensione secondo le esigenze di esercizio della rete stessa.*”, inoltre per gli “*utenti attivi con presenza di carichi, al netto di eventuali servizi ausiliari, il rispetto dei vincoli circa le condizioni operative (scambio di potenza reattiva) è garantito dal normale funzionamento del (dei) generatore(i) nell’ambito delle predette curve di capability e dal funzionamento dei carichi rifasati per rispettare i termini contrattuali riportati nel Regolamento di Esercizio.*”.

- 10.6 Con riferimento al controllo dei livelli di tensione nelle reti elettriche, è opportuno evidenziare che nel TIQE<sup>22</sup> è disposto che, entro il 31 dicembre 2016, ogni impresa distributrice predispona un piano pluriennale di monitoraggio e ripristino del valore efficace della tensione di alimentazione BT per i casi di più grave non conformità alla norma CEI EN 50160.
- 10.7 Quanto illustrato ai punti precedenti potrebbe pertanto supportare successive azioni, da parte delle imprese distributrici, volte alla stabilizzazione dei livelli di tensione nelle reti di distribuzione.
- 10.8 E’ opinione dell’Autorità che, al fine di minimizzare gli oneri per il sistema elettrico, con particolare riferimento alle ricadute tariffarie conseguenti alla remunerazione di eventuali investimenti posti in essere dalle imprese distributrici, la possibilità di abilitare la regolazione locale di tensione da parte dei produttori all’interno della propria curva di *capability* dovrebbe considerarsi prioritaria rispetto alla realizzazione di sistemi di controllo della potenza reattiva da parte delle imprese distributrici.
- 10.9 L’Autorità ritiene infine che i predetti orientamenti per il controllo dell’energia reattiva, inerenti alle imprese distributrici connesse alla RTN (imprese distributrici di riferimento), possano essere mutuati alle imprese distributrici sottese connesse in media tensione.

---

<sup>21</sup> L’utente attivo, definito nella CEI 0-16, è un soggetto che utilizza la rete per immettere o prelevare energia elettrica, che utilizza qualsiasi macchinario (rotante o statico) che converta ogni forma di energia utile in energia elettrica in corrente alternata previsto per funzionare in parallelo (anche transitorio) con la rete.

<sup>22</sup> Allegato A alla deliberazione 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel, Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica.

## **11 Orientamenti specifici in materia di corrispettivi unitari per le immissioni e per i prelievi con insufficiente fattore di potenza**

11.1 I corrispettivi unitari, da applicarsi ai prelievi ed alle immissioni di energia reattiva secondo le modalità e nei casi di cui ai paragrafi precedenti, potrebbero essere determinati secondo due opzioni:

- a) *opzione 1*: assicurando elementi di continuità con la regolazione vigente in considerazione del fatto che i risultati tecnico-economici delle analisi svolte non evidenziano una inadeguatezza degli attuali corrispettivi per i prelievi di energia reattiva e che in una prospettiva di medio termine gli impatti associati a immissioni e prelievi di energia reattiva sulla rete in alta e altissima tensione potrebbero crescere per effetto della dismissione della generazione termica tradizionale, dell'aumento di fonti di generazione che allo stato delle cose non contribuiscono alla regolazione della tensione e di un possibile ritorno dei prezzi dei mercati elettrici ai valori leggermente più elevati registrati nel periodo 2008-2013;
- b) *opzione 2*: in linea con una conclusione dello studio in Allegato 5 al presente documento, come quoziente tra la somma dei costi totali annui per la gestione in MSD delle problematiche di tensione nella rete in alta e altissima tensione e dei costi evitabili per la variazione delle perdite - rispettivamente pari a circa 150 mln euro/anno (vedi punto 5.3) e 5-10 mln euro/anno (vedi punto 5.8) - e la quantità complessiva dei predetti prelievi e immissioni (33,4 TVArh/anno – vedi punto 4.11).

11.2 Per effetto di quanto suesposto i corrispettivi potrebbero essere determinati come segue:

- a) *opzione 1*: 0,86 centesimi di euro/kVArh per prelievi di energia reattiva tra 33% ( $\cos \varphi = 0,95$ ) e 75% ( $\cos \varphi = 0,8$ ) dell'energia attiva e 1,10 centesimi di euro/kVArh per prelievi di energia reattiva oltre il 75% ( $\cos \varphi = 0,8$ ) dell'energia attiva e per le immissioni di energia reattiva;
- b) *opzione 2*: 0,50 centesimi di euro/kVArh per i prelievi di energia reattiva oltre le soglie stabilite ( $\cos \varphi = 0,95$ ) e per le immissioni di energia reattiva.

11.3 Attraverso la presente consultazione l'Autorità intende acquisire, sul tema, le opinioni e le ulteriori osservazioni dei soggetti interessati, supportate, per quanto possibile, da dati e analisi quantitative. Qualora opportuno, l'Autorità potrebbe valutare anche l'ipotesi di mantenere transitoriamente la regolazione vigente e richiedere a Terna ulteriori approfondimenti quantitativi sull'evoluzione dei costi in MSD prendendo in considerazione un orizzonte temporale più esteso e sulla valorizzazione degli impatti dei transiti incrementali mediante simulazioni del MSD, ai fini della determinazione dei nuovi corrispettivi.

- 11.4 Per i clienti finali in alta e altissima tensione, in analogia con le disposizioni di cui all'articolo 23 del TIT relative ai clienti finali in media e bassa tensione, l'Autorità ritiene di mantenere anche la possibilità, per Terna, di procedere al distacco dell'utente nei casi di immissione di energia reattiva in rete solo successivamente ad una mancata implementazione di richiesta di Terna di adeguamento degli impianti.
- 11.5 Dal punto di vista implementativo l'Autorità ritiene che possa essere utilizzata la profilazione oraria per effettuare il calcolo del fattore di potenza. In tal caso il corrispettivo unitario di cui sopra verrebbe applicato per ciascuna ora nella quale avviene il superamento del valore limite del fattore di potenza.
- 11.6 In alternativa, il corrispettivo unitario potrebbe essere applicato, per ciascun giorno, all'insieme delle ore di ogni fascia oraria (cui il corrispettivo si applica), utilizzando il fattore di potenza per fascia giornaliera (calcolato in base alle energie attiva e reattiva totali per fascia/giorno).
- 11.7 La soluzione di cui al punto 11.5, ancorché più granulare, appare maggiormente coerente, dal punto di vista tecnico, con i sistemi di misura attualmente in campo (misuratori, sistemi centrali per la lettura dei dati, etc.). A ciò si aggiunge una maggiore aderenza dei corrispettivi ai costi. Per tali motivi tale opzione è ritenuta preferibile dall'Autorità.

## **12 Orientamenti specifici in materia di aggiornamento della regolazione dei transiti di energia reattiva tra reti di distribuzione e dei prelievi e immissioni da parte dei clienti finali dalle/nelle reti in media e bassa tensione**

- 12.1 In relazione ai transiti di energia reattiva tra reti di distribuzione in media e bassa tensione, l'Autorità ritiene che ciascuna impresa distributrice di riferimento debba applicare all'impresa distributrice interconnessa:
- a) per prelievi di energia reattiva, i corrispettivi unitari di cui alla *Tabella 4* del TIT, in analogia a quanto già disposto per i clienti finali connessi in media e bassa tensione;
  - b) per immissioni di energia reattiva, i corrispettivi unitari per prelievi con fattore di potenza inferiore a 0,8 di cui alla *Tabella 4* del TIT oppure corrispettivi definiti in funzione dei costi associati alla gestione dell'energia reattiva in MSD.
- 12.2 In merito alla destinazione delle partite economiche derivanti dalla applicazione dei predetti corrispettivi unitari da parte dell'impresa distributrice, l'Autorità

intende estendere quanto disposto nel TIT all'articolo 26<sup>23</sup> per i clienti finali connessi in media e bassa tensione ai transiti di energia reattiva tra imprese distributrici.

- 12.3 In relazione alle immissioni di energia reattiva da parte dei clienti finali in media e bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, l'Autorità intende valutare l'eventuale modifica della regolazione vigente, considerando l'applicazione a tali immissioni degli stessi corrispettivi per prelievi con fattore di potenza inferiore a 0,8 di cui alla *Tabella 4* del TIT, mantenendo in questi casi anche la possibilità di procedere al distacco dell'utente solo successivamente ad una mancata implementazione di richiesta del distributore di adeguamento degli impianti (art. 23 del TIT).
- 12.4 Rispetto alle immissioni di energia reattiva da parte dei clienti finali in media e bassa tensione l'Autorità intende quindi valutare l'ipotesi di introdurre anche segnali di prezzo, che potrebbero risultare più efficaci dell'attuale impostazione fondata sul divieto di immissione. In alternativa alla valorizzazione di cui al paragrafo precedente, i corrispettivi per le immissioni potrebbero essere definiti in funzione dei costi associati alla gestione dell'energia reattiva in MSD.
- 12.5 In relazione ai prelievi di energia reattiva da parte dei clienti finali in media e bassa tensione l'Autorità intende da un lato monitorare gli effetti della riforma introdotta con la deliberazione 180/2013/R/eel, al fine di verificare se si sono rilevate modifiche nei comportamenti dei medesimi clienti finali che possano impattare sui transiti di potenza ed energia reattiva sulle reti di distribuzione, dall'altro verificare se per effetto delle ulteriori analisi relative alle reti di alta e altissima tensione debbano essere rivisti i criteri di definizione dei corrispettivi.
- 12.6 Dal punto di vista implementativo l'Autorità ritiene che per i prelievi e immissioni di energia reattiva dalla/nella rete di media e bassa tensione sia possibile mantenere il calcolo del fattore di potenza basato sulle ore di ciascuna fascia su base mensile.

### **13 Orientamenti specifici relativi all'aggiornamento dell'impatto della generazione distribuita sui transiti di energia reattiva tra reti**

- 13.1 In relazione alla generazione distribuita, occorre tener conto della presenza di impianti di generazione la cui immissione di energia reattiva non rientra tra quella oggetto di controllo da parte della singola impresa di distribuzione (tipicamente impianti di generazione di taglia medio/piccola, per i quali la

---

<sup>23</sup> L'80% dei corrispettivi raccolti concorre alla determinazione dei ricavi effettivi rilevanti per il vincolo ai ricavi del servizio di distribuzione, mentre il 20% dei corrispettivi raccolti spetta all'impresa distributrice per la copertura dei costi relativi alle perdite di rete.

produzione di energia elettrica avviene tipicamente con fattore di potenza unitario).

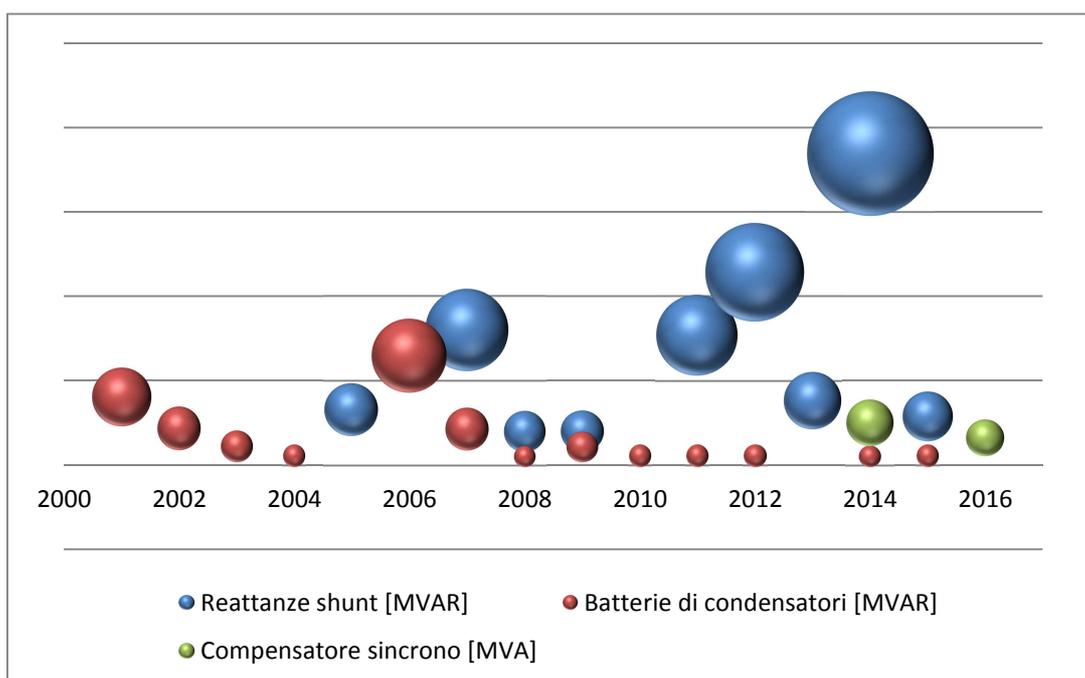
- 13.2 La regolazione vigente prevede un aumento fittizio dell'energia elettrica attiva prelevata nei punti di interconnessione di una quota pari all'energia elettrica prodotta dalla generazione distribuita, al fine di evitare l'applicazione dei corrispettivi per insufficiente fattore di potenza all'impresa distributrice alla cui rete tale generazione è connessa (vedi TIT).
- 13.3 Al fine di tenere conto di possibili azioni da parte degli impianti di produzione connessi alle reti di distribuzione in media tensione, come definite dai gestori delle reti di distribuzione, e finalizzate a compensare l'energia reattiva prelevata da parte dei clienti finali connessi alle medesime reti, l'Autorità ritiene opportuno escludere dall'applicazione della compensazione dell'energia reattiva di cui al precedente paragrafo 13.2 l'energia attiva prodotta dal singolo impianto la cui produzione di potenza reattiva avviene sulla base di determinazioni dell'impresa distributrice.

#### **Spunti per la consultazione**

- Q.1** *Si concorda con la facoltà data al cliente finale o all'impresa distributrice di accettare o meno la proposta di Terna di regolare localmente il prelievo o la immissione di energia reattiva in tempo reale?*
- Q.2** *Quale tra le opzioni di cui ai punti da 11.1 a 11.3 si ritiene preferibile? Motivare la risposta.*
- Q.3** *Quale tra le due soluzioni illustrate ai punti 11.5 e 11.6 si ritiene preferibile? Motivare la risposta.*
- Q.4** *Si concorda con la previsione (punto 12.3) di applicare specifici corrispettivi alle immissioni di energia elettrica reattiva in rete da parte dei clienti finali in media e bassa tensione, mantenendo le attuali disposizioni che consentono alle imprese distributrici di distaccare l'utente?*
- Q.5** *Si concorda, inoltre, con quanto esposto ai punti da 12.3 a 12.4? Motivare la risposta.*
- Q.6** *Si ritiene vi siano criticità in relazione alla partecipazione dei clienti finali alla regolazione fisica dei transiti di energia reattiva nella rete?*
- Q.7** *Si ritiene vi siano criticità in ordine alla partecipazione degli impianti di produzione, siano essi connessi alla rete in alta e altissima tensione, alle reti di distribuzione in media o bassa tensione oppure alla rete interna di un cliente finale, alla gestione dei transiti di energia reattiva su coordinamento di Terna o delle imprese distributrici?*

## ***Allegato 1 Investimenti per dispositivi di compensazione effettuati e pianificati da Terna***

Nella figura seguente sono riportati gli investimenti in dispositivi di compensazione entrati in servizio dal 2001 ad oggi (dati elaborati sulla base di pubblicati prima da GRTN e poi da Terna nei Piani di Sviluppo e in altri documenti).



In sintesi:

- **batterie di condensatori:** tali investimenti risultano essere installati con continuità, per un totale di circa 2 Gvar installati nel periodo, anche se sono stati significativamente ridotti a partire dal 2008 (una batteria da 54 Mvar all'anno, vd Tabella 1). Il costo di investimento unitario è stimabile in circa 10-11 kEur/Mvar e il costo totale di poco superiore ai 20 milioni di Euro.
- **reattanze di compensazione:** la necessità di provvedere all'installazione di nuova potenza reattiva di tipo induttivo è una problematica più recente nella gestione del sistema elettrico. Per fare fronte a tale esigenza dal 2005 al 2015 sono stati installati circa 6 Gvar, con un costo unitario di circa 13-14 kEur/Mvar e quindi un costo complessivo stimabile in circa 80 milioni di euro (vd. Tabella 2). Nel solo anno 2014 sono stati installati circa 2 Gvar, quasi interamente al nord.
- **compensatori sincroni:** negli ultimi tre anni sono stati installati tre compensatori sincroni della potenza cumulata di 660 MVA, con un costo superiore a 50 milioni di euro. Tali dispositivi, installati sulle reti isolate (Sicilia

e Sardegna<sup>24</sup>) oltre al controllo della tensione nel nodo, hanno anche lo scopo di migliorare il livello della potenza di corto circuito e consentire il funzionamento di una nuova direttrice di riaccensione della rete della Sardegna.

**Tabella 1: Investimenti in condensatori (solo periodo 2007-2015, pubblicazioni Terna)**

| Anno | Stazione di installazione dei condensatori | Potenza (Mvar) | Costo (MEur) |
|------|--|----------------|--------------|
| 2007 | Bulciago                                   | 54             | n.p.         |
| 2007 | Colunga                                    | 54             | n.p.         |
| 2007 | Misterbianco                               | 54             | n.p.         |
| 2007 | Salgareda                                  | 54             | n.p.         |
| 2008 | Carpi Fossoli                              | 54             | n.p.         |
| 2009 | Casanova                                   | 54             | n.p.         |
| 2009 | Codrongianos                               | 54             | n.p.         |
| 2010 | Garigliano                                 | 54             | n.p.         |
| 2011 | Cremona                                    | 54             | n.p.         |
| 2012 | Cislago                                    | 54             | 0,4          |
| 2014 | Bellolampo                                 | 54             | 0,7          |
| 2015 | Forlì                                      | 54             | 0,6          |

**Tabella 2: Investimenti in reattori (fonte: pubblicazioni Terna)**

| Anno | Stazione di installazione del reattore | Potenza (Mvar) | Costo (MEur) |
|------|--|----------------|--------------|
| 2005 | Roma Nord                              | 165            | n.p.         |
| 2005 | Roma Sud                               | 165            | n.p.         |
| 2007 | Dolo                                   | 200            | n.p.         |
| 2007 | Martignone                             | 200            | n.p.         |
| 2007 | Suvereto                               | 200            | n.p.         |
| 2007 | Valmontone                             | 200            | n.p.         |
| 2008 | Lacchiarella                           | 201            | n.p.         |
| 2009 | Andria                                 | 200            | n.p.         |
| 2011 | Casellina                              | 200            | n.p.         |
| 2011 | Rossano                                | 285            | 5,0          |
| 2011 | Scandale                               | 285            | 4,5          |
| 2012 | Aurelia                                | 285            | 4,6          |
| 2012 | Feroleto                               | 285            | 3,2          |
| 2012 | Montalto                               | 285            | 3,6          |
| 2012 | Santa Sofia                            | 285            | 4,0          |
| 2013 | Cedegolo 220 kV                        | 100            | 1,6          |
| 2013 | Marginone                              | 285            | 2,8          |
| 2014 | Cattolica Eraclea                      | 180            | 2,8          |
| 2014 | Ospiate                                | 180            | 1,3          |
| 2014 | Piovasco                               | 285            | 3,3          |

<sup>24</sup> Sulla base dei dati pubblicati da Terna, un compensatore sincrono con un costo di 53,2 milioni di euro è entrato in esercizio a dicembre 2014 presso la stazione a 380 kV di Codrongianos (dati PdS 2015). Un secondo compensatore sincrono a Codrongianos è entrato in operatività a febbraio 2015. Un compensatore sincrono da 160 MVA è entrato in esercizio a gennaio 2016 nella stazione a 220 kV di Favara (Sicilia).

|      |                 |     |     |
|------|-----------------|-----|-----|
| 2014 | Planais         | 285 | 3,0 |
| 2014 | Stazzona 132 kV | 60  | 1,0 |
| 2014 | Teramo          | 285 | 3,0 |
| 2014 | Udine Ovest     | 285 | 5,0 |
| 2014 | Vignole         | 285 | 3,2 |
| 2015 | Forlì           | 285 | 4,0 |

**Tabella 3: Investimenti in compensatori sincroni (fonte: pubblicazioni Terna)**

| <b>Anno</b> | <b>Stazione di installazione dei sincroni</b> | <b>Potenza (MVA)</b> | <b>Costo (MEur)</b> |
|-------------|---|----------------------|---------------------|
| 2014        | Codrongianos                                  | 250                  | 53,2                |
| 2015        | Codrongianos                                  | 250                  | n.p.                |
| 2016        | Favara  | 160                  | n.p.                |

#### *Interventi pianificati e identificazione delle aree critiche*

La pianificazione del sistema di trasmissione comprende tradizionalmente la valutazione delle criticità di tensione e la definizione delle migliori soluzioni. Tale pianificazione è effettuata con cadenza periodica e, di norma, con un orizzonte di pianificazione inferiore al periodo decennale applicabile per le altre infrastrutture di trasmissione.

Nell'ambito del Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale edizione 2014, Terna ha previsto un significativo aggiornamento del "piano di rifasamento" individuando delle priorità temporali per gli interventi (piano poi in parte implementato e aggiornato nei Piani di Sviluppo successivi). Per dare una visione di insieme delle criticità di tensione e delle aree di rete maggiormente interessate, si ritiene utile richiamare qui di seguito alcuni elementi di questo "piano di rifasamento" 2014.

#### *Installazione di condensatori*

Per quanto riguarda l'installazione dei condensatori, Terna aveva rilevato che, con l'evoluzione del carico (caratterizzato anche da "fattori di potenza" mediamente più bassi, dovuti alla sempre maggiore diffusione degli impianti di condizionamento dell'aria) soprattutto in corrispondenza della stagione estiva, e gli attesi aumenti dei livelli di importazione, era necessario adeguare i corrispondenti livelli di rifasamento della RTN.

Le nuove installazioni necessarie nel breve - medio termine corrispondevano a un totale di circa 650 MVar. Il piano ottimale di installazione dei nuovi condensatori prevedeva l'inserimento della nuova potenza reattiva sulle sezioni a 132 - 150 kV (batterie da 54 MVar l'una) di stazioni AAT/AT:

- stazioni esistenti: Forlì (FC), Colunga (BO), Marginone (LU), Casellina (FI), Cappuccini (PG), Bellolampo (PA), Olbia (OT), Palau (OT) e Arezzo (AR),
- stazioni previsionali: nuova stazione in provincia di Macerata, nuova stazione in provincia di Treviso.

Era inoltre prevista l'installazione di ulteriori 40 MVar sulla direttrice 220 kV Candia-Abbadia-Rosara-Montorio.

Le nuove installazioni riguardavano:

- nodi dell'area Nord e Centro - Nord con elevata densità di carico;
- porzioni di rete, nell'Italia centrale e centro - meridionale, distanti sia dai poli di produzione dell'area Nord che da quelli del Sud e con scarsa disponibilità di risorse funzionali alla regolazione anche sulla rete AT;
- altre aree del Paese caratterizzate invece da carenza (attesa almeno per i prossimi 5 - 6 anni) di risorse di generazione rispetto al fabbisogno di potenza reattiva localmente richiesto.

#### *Installazione di reattanze di compensazione*

Il "piano di rifasamento" 2014 prevedeva l'installazione di nuovi banchi di reattanze trasversali direttamente sulle sezioni AAT degli impianti seguenti:

- 855 MVar (n.3 da 285 MVar) nelle stazioni 380 kV del Piemonte (Casanova, Vignole e Piossasco);
- 570 MVar (n.2 da 285 MVar) nelle stazioni 380 kV della Lombardia (Bovisio e Turbigo);
- 285 MVar nella sezione 380 kV di Forlì (FC);
- 285 MVar nella stazione 380 kV di Teramo (TE).

In relazione agli interventi di razionalizzazione previsti nella Valtellina era prevista l'installazione della reattanza shunt da 60 MVar nella sezione 132 kV di Stazzona (SO).

Unitamente alla realizzazione del potenziamento del collegamento 380 kV Sorgente - Rizziconi, era prevista l'installazione di opportune reattanze di compensazione composte da singoli moduli monofase da 95 MVar:

- 570 MVar (n.2 da 285 MVar) nella stazione 380 kV di Scilla (RC);
- 570 MVar (n.2 da 285 MVar) nella stazione 380 kV di Villafranca (ME).

In particolare Terna aveva rilevato che, in seguito all'installazione prevista di nuova potenza induttiva sulla RTN, anche nelle condizioni di minima richiesta annua le tensioni si sarebbero mantenute al di sotto della soglia massima consentita dal Codice di Rete con un sufficiente margine di sicurezza.

Terna sottolineava inoltre come recenti eventi di esercizio caratterizzati da elevati livelli di tensione, localizzati principalmente nell'area di Napoli e del basso Lazio, avessero evidenziato la necessità di analizzare le esigenze di dispositivi per la compensazione del reattivo anche su un orizzonte temporale di breve-medio periodo.

In tal senso Terna aveva svolto un'analisi tecnica che, oltre a confermare la necessità di installazione di tutti i reattori previsti dal preesistente piano di rifasamento, delineava una lista di priorità di installazione di nuovi reattori sulla rete di trasmissione, suddivisi per livello di tensione (380 kV e 220 kV) ed individuava ulteriori esigenze di compensazione. In particolare, l'analisi aveva tenuto conto dei mutati scenari di generazione rinnovabile, di carico e mercato ed aveva ricostruito il livello di criticità dei nodi presso i quali era stata prevista l'installazione di un reattore. La variabilità di alcuni parametri presi in considerazione, il loro livello di accuratezza e la presenza di nodi con livello di criticità paragonabile aveva portato ad individuare delle "classi" di priorità, per le quali Terna aveva ravvisato la stessa urgenza di installazione di un reattore.

Sono di seguito elencati gli indicatori presi in esame al fine di individuare la priorità a livello nazionale:

- numero di ore in cui vi sono stati superamenti delle soglie di tensione (415 e 420 kV per i nodi 380 kV, 235 e 240 kV per i nodi 220 kV) nel 2012;
- numero di nodi allo stesso livello di tensione a cui la stazione in esame è direttamente connessa in modo da valutare il beneficio anche su nodi limitrofi;
- volumi di energia movimentati da Terna sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) per regolare le tensioni nei nodi considerati; l'indicatore tiene conto dei volumi consuntivati per il cluster di impianti di riferimento: maggiore è il valore dei volumi, maggiore è l'entità del beneficio ottenuto dal reattore;
- eventuale appartenenza della stazione in esame ad una delle direttrici di riaccensione/rialimentazione previste nel Piano di riaccensione; a parità di altri indicatori ciò costituisce elemento preferenziale;
- percentuale di potenza fotovoltaica installata, rispetto al totale nazionale, per la regione di riferimento. Tale valore è stato normalizzato rispetto al valore del carico per la regione di riferimento. Maggiore è la potenza normalizzata rispetto al carico più elevata è la probabilità di scaricare la rete 380-220 kV dell'area di riferimento con ripercussioni sulle tensioni.

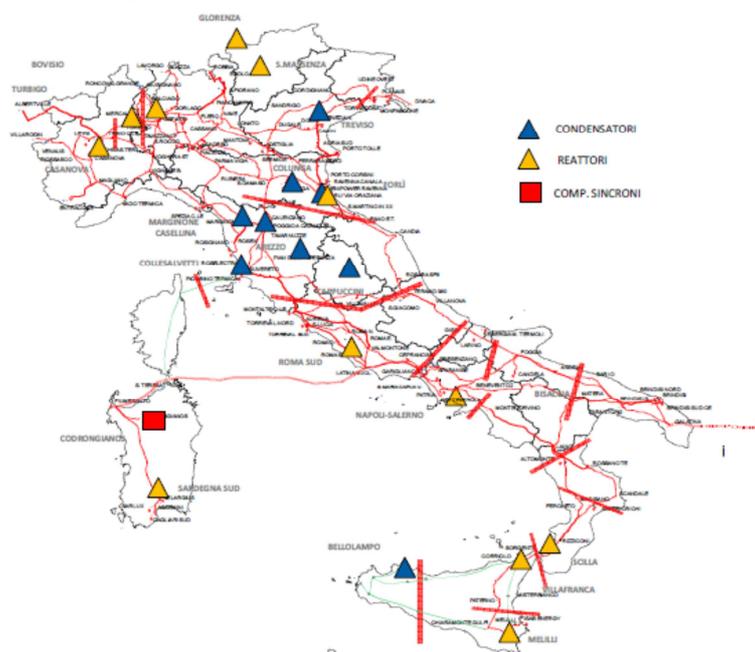
Oltre ai reattori già identificati dal piano di rifasamento, erano stati identificati nuovi banchi di reattanze trasversali da installare direttamente sulle sezioni AAT degli impianti seguenti:

- 285 MVar nella stazione 380 kV di Marginone (LU);
- 570 MVar (n.2 da 285 MVar) nelle stazioni del Friuli (Planais ed Udine Ovest);
- 180 MVar nella stazione 220 kV di Castelluccia (NA);
- 180 MVar nella stazione 220 kV di Cattolica Eraclea (AG);

- 180 MVar nella sezione 220 kV di Ospiate (MI);
- 285 MVar nella sezione 380 kV di Melilli (CT);
- 285 MVar nella sezione 380 kV di Roma Sud (RM);
- 180 MVar sulla rete 220 kV nell'area tra Napoli e Salerno.

Inoltre veniva prevista l'installazione di opportuni dispositivi di compensazione reattiva nell'area Sud della Sardegna.

I dispositivi di compensazione reattiva previsti nel Piano di Sviluppo 2014 sono rappresentati nella figura seguente, tratta dal rapporto annuale di Terna sulla qualità del servizio di trasmissione per l'anno 2014.



#### *Installazione di compensatori sincroni*

Come anche indicato graficamente, al fine di migliorare il livello della sicurezza della rete sarda, Terna aveva previsto l'installazione di unità di compensazione sincrona a Codrongianos per una potenza complessiva di circa 500 MVA.

## ***Allegato 2 Andamento dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva nella RTN***

Nel presente allegato sono rappresentati, da Figura 1 a Figura 4, i valori di energia reattiva prelevata/immessa nella RTN, relativamente ai clienti finali ed alle imprese distributrici (cabine primarie) nel mese di gennaio 2014, con particolare riferimento alle ore più significative della giornata.

Da Figura 5 a Figura 7 sono rappresentati, sempre in relazione al mese di gennaio 2014, il numero di ore diurne e notturne caratterizzate da prelievo o immissione di energia reattiva in rete nella RTN.

**Figura 1. Cabine primarie**, potenza reattiva (MVar) per ciascuna giornata del mese di gennaio 2014 (ore 00.00, 6.00, 12.00, 18.00).

Cos  $\phi$  in prelievo: 0,9833 rit.

Cos  $\phi$  in immissione: 0,9801 ant.

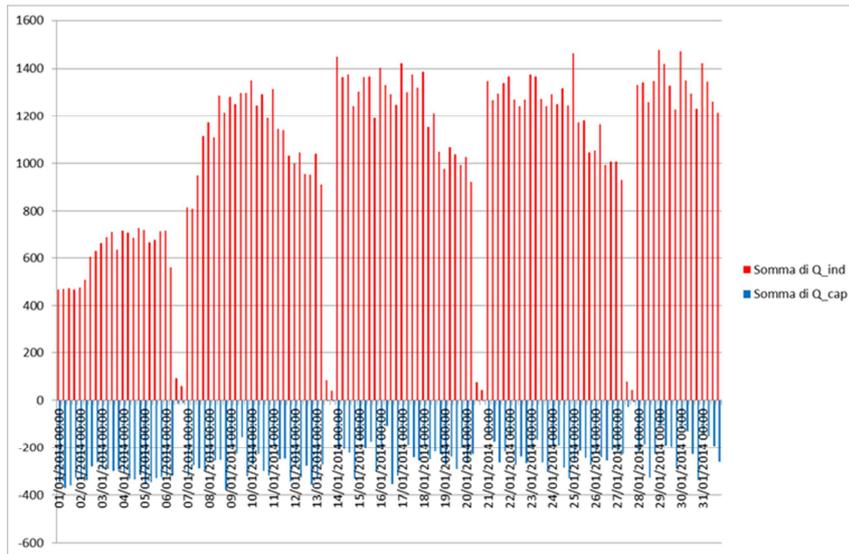


Fonte: Terna

**Figura 2. Clienti finali**, potenza reattiva (MVar) per ciascuna giornata del mese di gennaio 2014 (ore 00.00, 6.00, 12.00, 18.00).

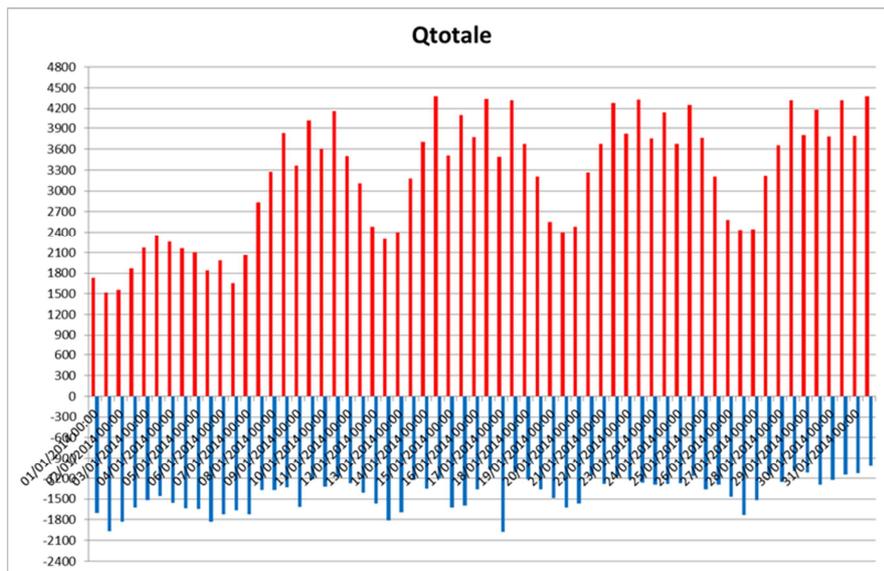
Cos  $\varphi$  in prelievo: 0,9381 rit.

Cos  $\varphi$  in immissione: 0,5913 ant.



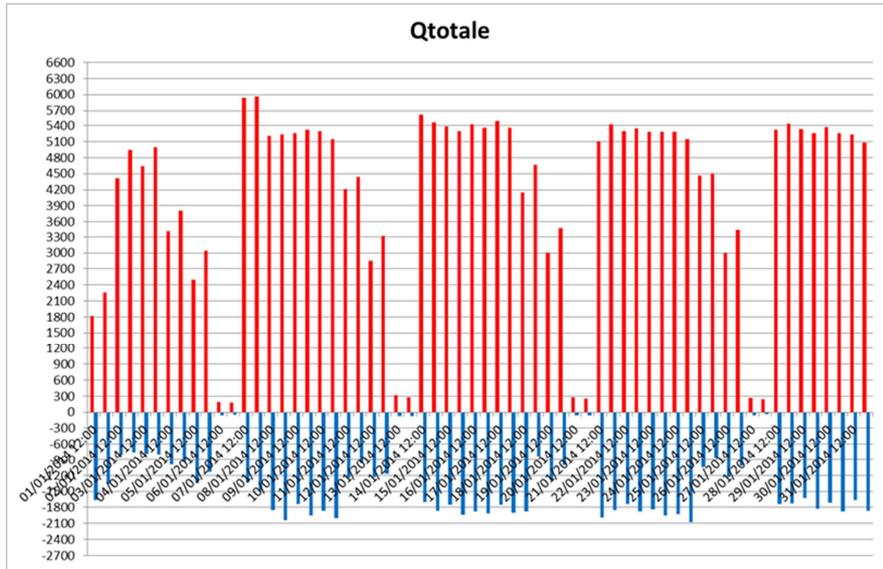
Fonte: Terna

**Figura 3. Cabine primarie e Clienti finali**, potenza reattiva (MVar) notturna per ciascuna giornata del mese di gennaio 2014 (ore 00.00, 6.00).



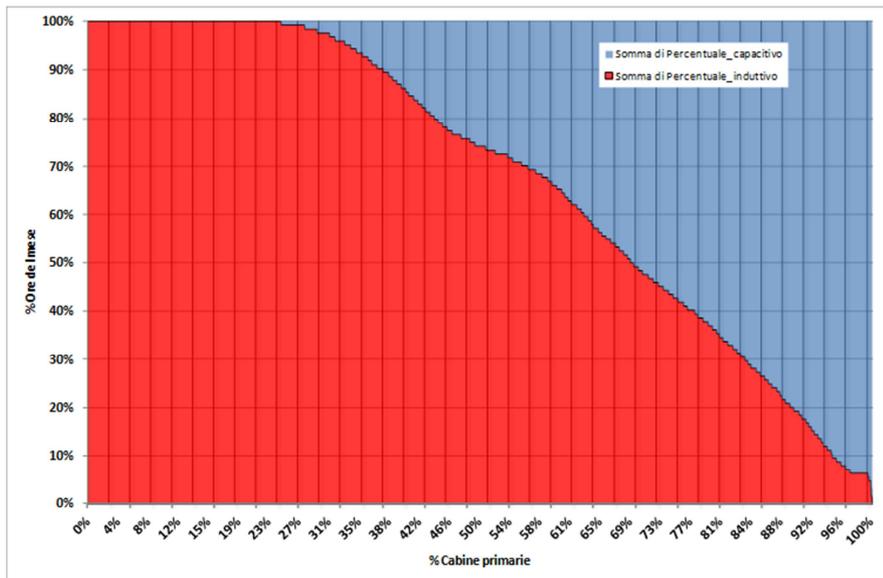
Fonte: Terna

**Figura 4. Cabine primarie e Clienti finali, potenza reattiva (MVar) diurna per ciascuna giornata del mese di gennaio 2014 (ore 12.00, 18.00).**



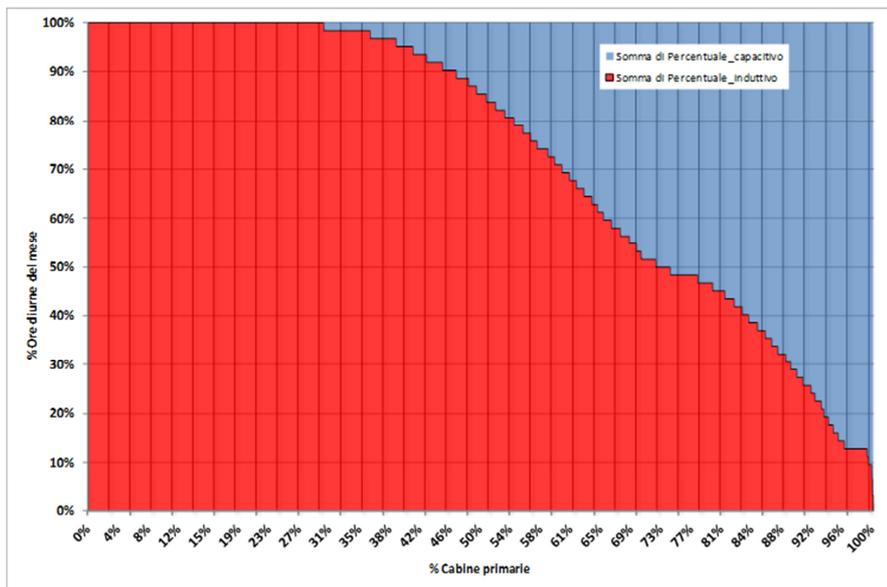
Fonte: Terna

**Figura 5. Cabine primarie, percentuale delle ore complessive del mese di gennaio 2014 in cui la singola CP è induttiva o capacitiva.**



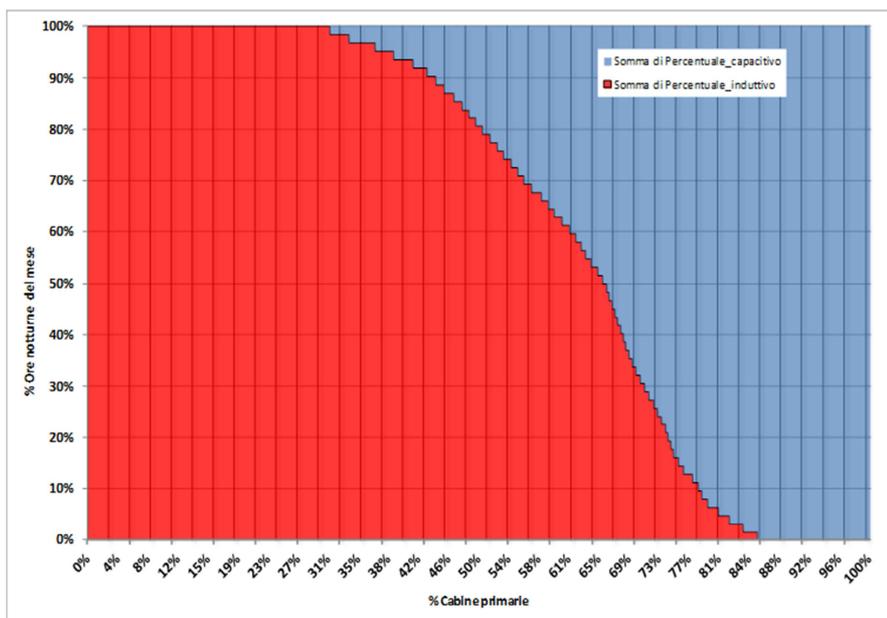
Fonte: Terna

**Figura 6. Cabine primarie**, percentuale delle ore diurne del mese di gennaio 2014 in cui la singola CP è induttiva o capacitiva.



Fonte: Terna

**Figura 7. Cabine primarie**, percentuale delle ore notturne del mese di gennaio 2014 in cui la singola CP è induttiva o capacitiva.



Fonte: Terna

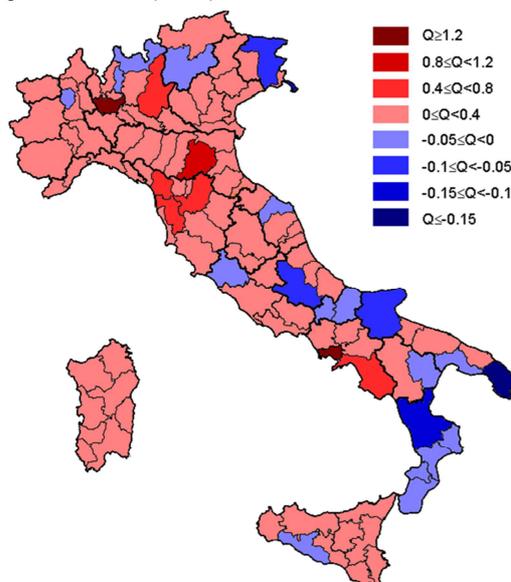
### ***Allegato 3 Distribuzione dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva sul territorio nazionale***

Nel presente allegato è rappresentata la distribuzione, a livello provinciale, delle immissioni e dei prelievi di energia reattiva nella/dalla RTN da parte delle imprese distributrici (cabine primarie) e dei clienti finali.

La rappresentazione si riferisce all'intero anno 2014, ed ai mesi di gennaio e giugno del medesimo anno.

**Figura 1. Cabine primarie**, distribuzione sul territorio dei prelievi e delle immissioni da cabine primarie nel 2014.

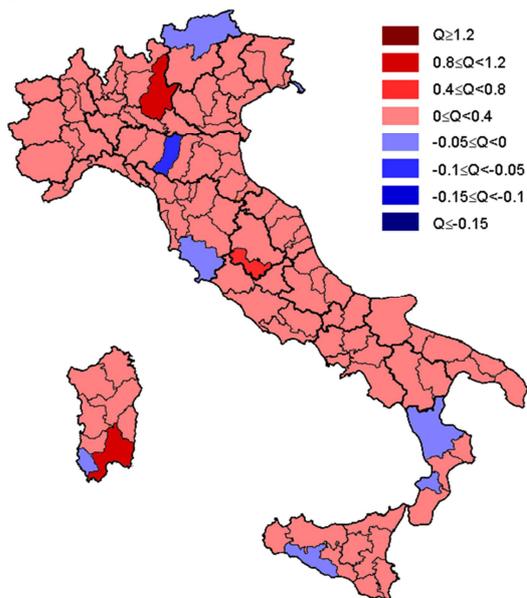
Energia reattiva totale (TVArh) scambiata tra CP e RTN. Intero anno 2014



Fonte: Terna

**Figura 2. Clienti finali**, distribuzione sul territorio dei prelievi e delle immissioni da clienti finali in alta e altissima tensione nel 2014.

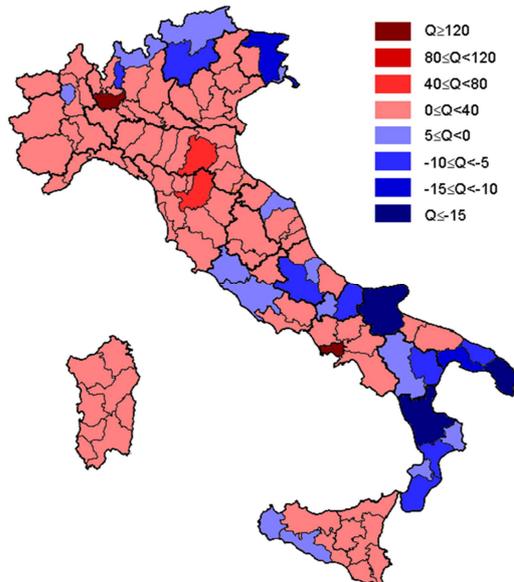
Energia reattiva totale (TVArh) scambiata tra CL e RTN. Intero anno 2014



Fonte: Terna

**Figura 3. Cabine primarie**, distribuzione sul territorio dei prelievi e delle immissioni da cabine primarie nel mese di gennaio 2014.

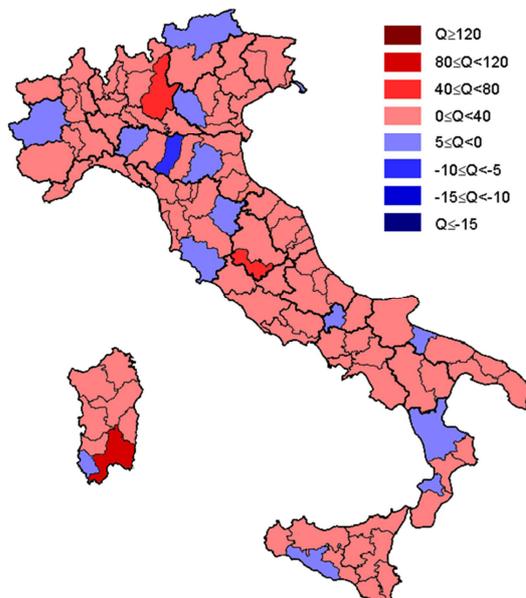
Energia reattiva totale (MVarh) scambiata tra CP e RTN. Mese di Gennaio



*Fonte: Terna*

**Figura 4. Clienti finali**, distribuzione sul territorio dei prelievi e delle immissioni da clienti finali in alta e altissima tensione nel mese di gennaio 2014.

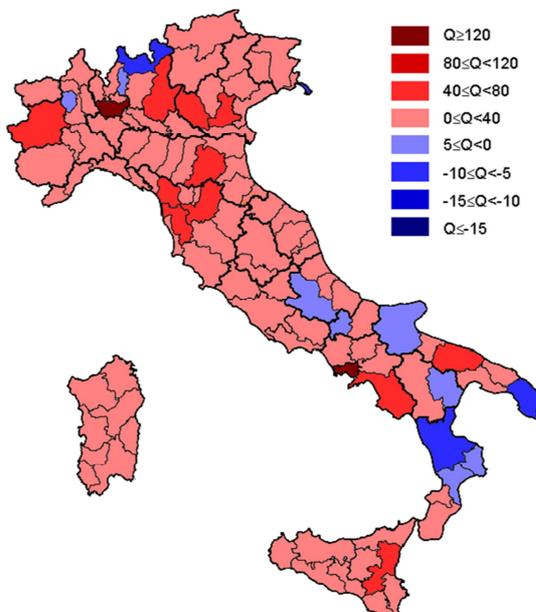
Energia reattiva totale (MVA<sub>rh</sub>) scambiata tra CL e RTN. Mese di Gennaio



Fonte: Terna

**Figura 5. Cabine primarie**, distribuzione sul territorio dei prelievi e delle immissioni da cabine primarie nel mese di giugno 2014.

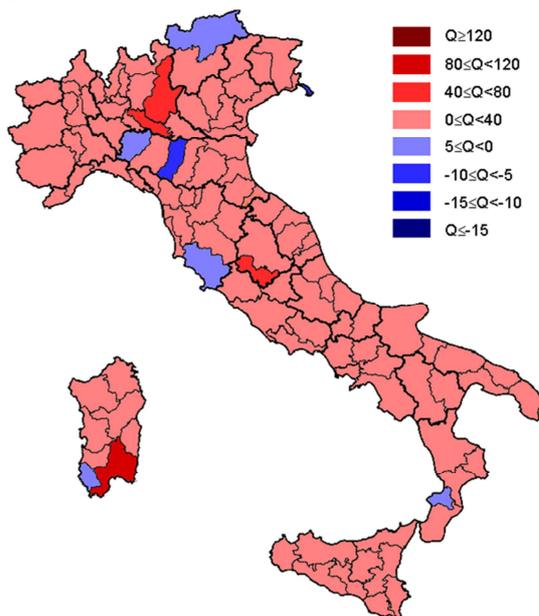
Energia reattiva totale (MVA<sub>rh</sub>) scambiata tra CP e RTN. Mese di Giugno



Fonte: Terna

**Figura 6. Clienti finali**, distribuzione sul territorio dei prelievi e delle immissioni da clienti finali in alta e altissima tensione nel mese di giugno 2014.

Energia reattiva totale (MVarh) scambiata tra CL e RTN. Mese di Giugno



Fonte: Terna

#### ***Allegato 4 Corrispettivi per prelievi di energia reattiva di cui al TIT***

**Tabella 4: Corrispettivi per prelievi di energia reattiva di clienti finali non domestici, connessi in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW ed in media tensione**

|   | Fasce orarie | Anno 2016  |   |
|---|--------------|--|---|
|   |              | Energia reattiva compresa tra il 33% ed il 75% dell'energia attiva | Energia reattiva eccedente il 75% dell'energia attiva |
|   |              | centesimi di euro/kVArh  | centesimi di euro/kVArh                               |
| Punti di prelievo di clienti finali in media tensione | F1           | 0,247  | 0,319   |
|   | F2           | 0,247  | 0,319   |
|   | F3           | 0,000  | 0,000   |
| Punti di prelievo di clienti finali in bassa tensione | F1           | 0,727  | 0,937   |
|   | F2           | 0,727  | 0,937   |
|   | F3           | 0,000  | 0,000   |

**Tabella 5: Corrispettivi per prelievi di energia reattiva di clienti finali connessi in alta e altissima tensione e per transiti di energia reattiva in corrispondenza di punti di interconnessione tra reti**

|  | Fasce orarie | Anno 2016  |   |
|--|--------------|--|---|
|  |              | Energia reattiva compresa tra il 50% ed il 75% dell'energia attiva | Energia reattiva eccedente il 75% dell'energia attiva |
|  |              | centesimi di euro/kVArh  | centesimi di euro/kVArh                               |
| Punti di prelievo di clienti finali in alta e altissima tensione | F1           | 0,860  | 1,100   |
|  | F2           | 0,860  | 1,100   |
|  | F3           | 0,000  | 0,000   |
| Punti di interconnessione tra reti in alta e altissima tensione  | F1           | 0,860  | 1,100   |
|  | F2           | 0,860  | 1,100   |
|  | F3           | 0,000  | 0,000   |
| Punti di interconnessione tra reti in media tensione             | F1           | 1,510  | 1,890   |
|  | F2           | 1,510  | 1,890   |
|  | F3           | 0,000  | 0,000   |
| Punti di interconnessione tra reti in bassa tensione             | F1           | 3,230  | 4,210   |
|  | F2           | 3,230  | 4,210   |
|  | F3           | 0,000  | 0,000   |

***Allegato 5 Analisi e valutazione dei flussi di energia reattiva nelle reti di alta ed altissima tensione***

Vedi il documento Allegato “Analisi e valutazioni inerenti i flussi di energia reattiva nelle reti di alta ed altissima tensione”

**Analisi e valutazioni inerenti i flussi di energia reattiva  
nelle reti di alta ed altissima tensione**

## Sommario

|          |   |           |
|----------|---|-----------|
| <b>1</b> | <b>PREMESSA</b> .....   | <b>3</b>  |
| <b>2</b> | <b>ANALISI TELEMISURE DELL'ENERGIA REATTIVA ANNO 2014</b> .....   | <b>3</b>  |
| <b>3</b> | <b>SIMULAZIONI DI RETE</b> .....  | <b>16</b> |
| 3.1      | IMPATTO DELLA VARIAZIONE DEL FATTORE DI POTENZA DEI CARICHI SULLE PERDITE DI RETE MEDIANTE VARIAZIONE A "FORZA BRUTA" DEL FATTORE DI POTENZA MEDI DI TUTTI I CARICHI DELLA RETE ..... | 16        |
| 3.1.1    | <i>Area di Roma</i> .....   | 17        |
| 3.1.2    | <i>Area di Palermo</i> .....  | 19        |
| 3.1.3    | <i>Area di Napoli</i> .....   | 21        |
| 3.1.4    | <i>Area di Torino</i> .....   | 22        |
| 3.1.5    | <i>Area di Firenze</i> .....  | 23        |
| 3.1.6    | <i>Area di Cagliari</i> .....   | 26        |
| 3.2      | IMPATTO DELL'OTTIMIZZAZIONE DELLA POTENZA REATTIVO (ORPF) DA PARTE DELLA GENERAZIONE DISTRIBUITA SOTTESA ALLE CABINE SULLE PERDITE DI RETE .....                                      | 28        |
| 3.3      | ANALISI IN N, N-1 ED N-2 AL FINE DI VALUTARE L'IMPATTO DELLA VARIAZIONE DEL FATTORE DI POTENZA SUI PROFILI DI TENSIONE .....  | 31        |
| <b>4</b> | <b>L'IMPATTO DEL FATTORE DI POTENZA SUL MSD: ANALISI DEI COSTI</b> .....  | <b>36</b> |
| 4.1      | IL MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO .....  | 37        |
| 4.2      | ENERGIA APPROVVIGIONATA – ANALISI DELLE MOVIMENTAZIONI SU MSD .....   | 38        |
| 4.3      | ANDAMENTO DEI PREZZI SU MSD .....   | 42        |
| 4.4      | LA VALORIZZAZIONE DEI COSTI SU MSD LEGATI ALLA VARIAZIONE DI TENSIONE .....   | 44        |

## 1 Premessa

Il presente documento, redatto da TERNA con la collaborazione del Politecnico di Milano - Dipartimento di Energia<sup>1</sup> ha lo scopo di effettuare un'analisi sull'andamento dei flussi di potenza reattiva sulle reti di altissima (AAT) e alta tensione (AT) con l'obiettivo di ottimizzarli attraverso la definizione di range ammissibili per il fattore di potenza delle utenze connesse a tali reti.

A tal fine, sono state eseguite valutazioni statistiche sulle telemisure di energia reattiva per il 2014 (Capitolo 2) e analisi simulate su scenari significativi di minimo e massimo carico con rappresentazione completa della rete italiana (Capitolo 3), utili a comprendere le principali caratteristiche dei flussi di reattivo sulle reti AAT e AT. È stata eseguita, infine, una valutazione economica dei costi sostenuti su MSD nel 2014 per vincoli di tensione come conseguenza del valore del fattore di potenza nei diversi nodi della rete, necessaria per definire i criteri di applicabilità di una modifica del fattore di potenza (Capitolo 4).

## 2 Analisi telemisure dell'energia reattiva anno 2014

La prima analisi condotta nell'ambito dello studio è quella relativa alle telemisure di energia reattiva erogata/assorbita nell'anno 2014 dai vari utenti connessi sulla rete di alta ed altissima tensione, suddivisi fra cabine primarie (di seguito, CP) e clienti AT; le telemisure sono state mediate su ogni quarto d'ora definendo così 35040 scenari. In ciascuno scenario sono state adottate le seguenti convenzioni, definendo:

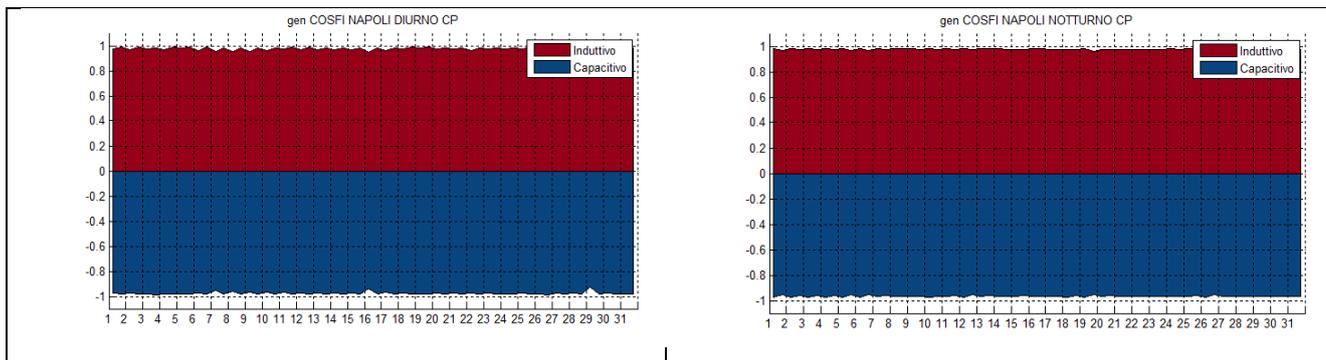
- un carico induttivo o induttivo resistivo quando  $Q > 0$  e  $P \neq 0$ ; il fattore di potenza di tali carichi è calcolato secondo la formula classica  $\cos(\arctan(\frac{Q}{P}))$ ; per uniformità di rappresentazione il colore scelto nelle figure seguenti è il rosso;
- un carico capacitivo o capacitivo resistivo quando  $Q < 0$  e  $P \neq 0$ ; il fattore di potenza di tali carichi è calcolato secondo la formula  $-\cos[\arctan(\frac{Q}{P})]$  in cui, per ottimizzare la rappresentazione grafica, è stato inserito convenzionalmente un segno meno; analogamente al caso precedente, per uniformità di rappresentazione, il colore scelto è il blu.

Nella Figura 1 e nella Figura 2 è riportato, a titolo di esempio, l'andamento del fattore di potenza suddiviso fra CP del compartimento (CR) di Napoli per il mese di gennaio. Per valutare la differenza fra situazioni notturne e diurne sono stati considerati 4 scenari di riferimento (maggiormente significativi) per ogni giorno così suddivisi:

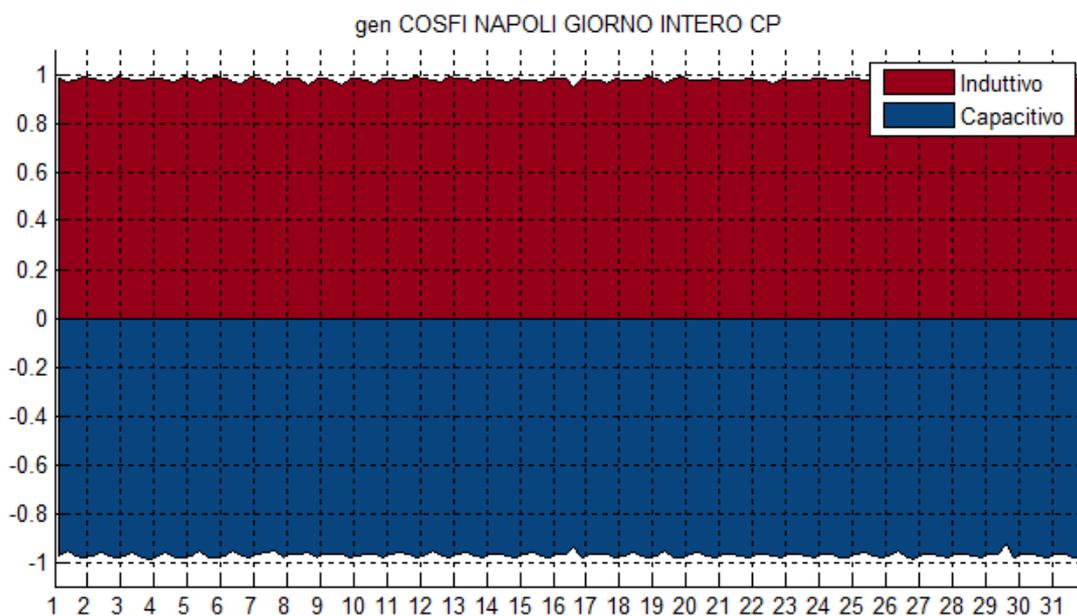
- scenari notturni di riferimento: ore 0:00 e 6:00;
- scenari diurni di riferimento: ore 12:00 e 18:00.

---

<sup>1</sup> Per il Dipartimento di Energia, hanno collaborato al documento M. Delfanti e V. Olivieri.

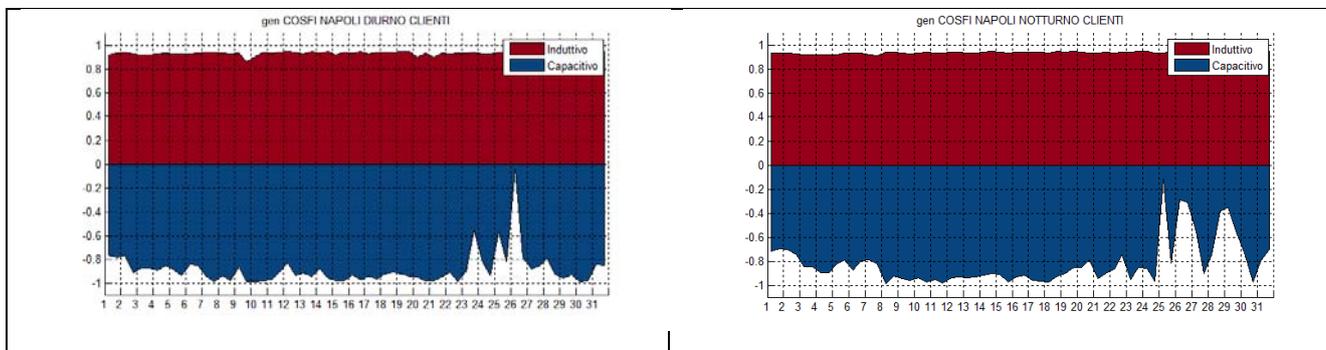


**Figura 1. Andamento temporale del fattore di potenza delle CP del CR di Napoli  
suddiviso fra situazioni diurne e notturne – Gen. 2014.**



**Figura 2. Andamento temporale del fattore di potenza delle CP del CR di Napoli intero giorno – Gen. 2014.**

Lo stesso calcolo è stato effettuato, nelle Figura 3 e Figura 4, per i clienti AT dello stesso compartimento.



**Figura 3. Andamento temporale del fattore di potenza dei clienti AT del CR di Napoli  
suddiviso fra situazioni diurne e notturne – Gen. 2014.**

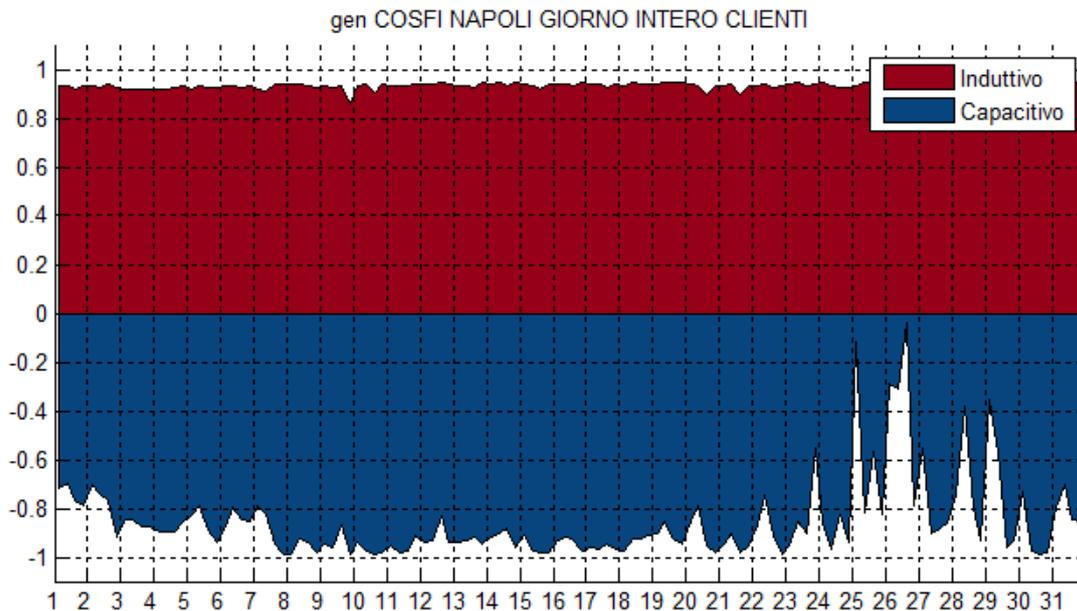


Figura 4. Andamento temporale del fattore di potenza dei clienti AT del CR di Napoli intero giorno – Gen. 2014.

Prendendo a riferimento i grafici relativi all'intero giorno, per i fattori di potenza delle CP e dei clienti AT si hanno i seguenti valori medi:

| CP  | Clients AT                                  |
|---|---|
| <b>cosfi_ind = 0.9783</b>                   | <b>cosfi_ind = 0.9375</b>                   |
| <b>cosfi_cap = -0.9672</b>                  | <b>cosfi_cap = -0.8697</b>                  |
| <b>cosfi complessivo = 0.9984 induttivo</b> | <b>cosfi complessivo = 0.9558 induttivo</b> |

Per effettuare le valutazioni relative all'ottimizzazione dei flussi di energia reattiva sulle reti di alta ed altissima tensione, i valori dei fattori di potenza così come individuati nella precedente tabella non sono sufficienti; per tale motivo sono stati creati i grafici seguenti che riportano:

- andamento temporale della potenza reattiva per le CP (Figura 5) e per i clienti AT (Figura 6);
- la curva cumulata della potenza reattiva per le CP (Figura 7) e per i clienti AT (Figura 8), dove sulle ascisse è riportata la percentuale delle ore e sulle ordinate la distribuzione dell'energia reattiva induttiva e capacitiva.

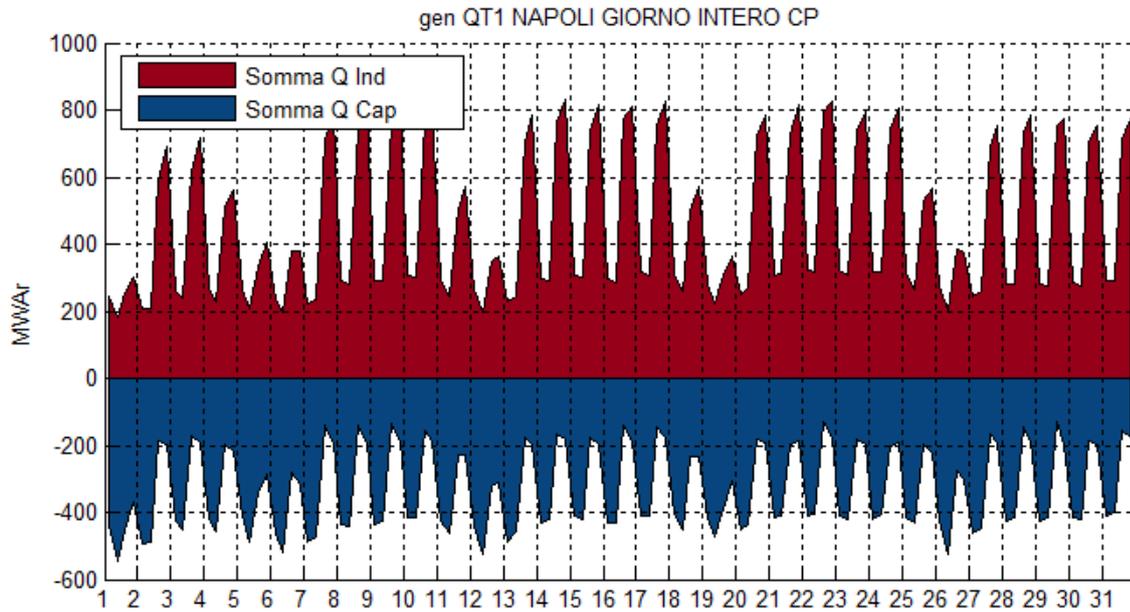


Figura 5. Andamento temporale della potenza reattiva delle CP del CR di Napoli intero giorno – Gen. 2014.

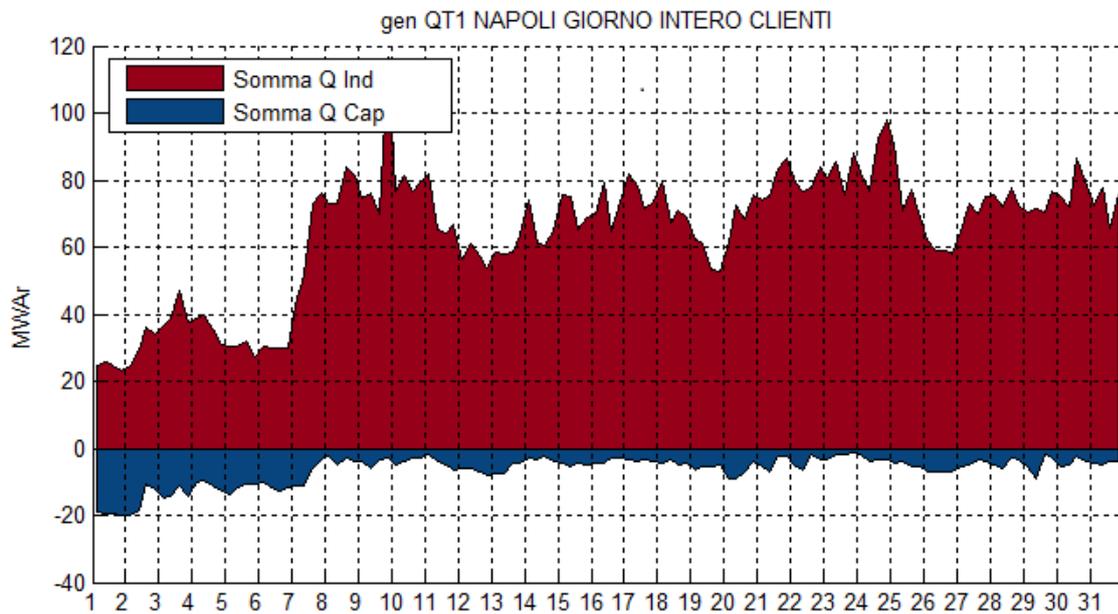
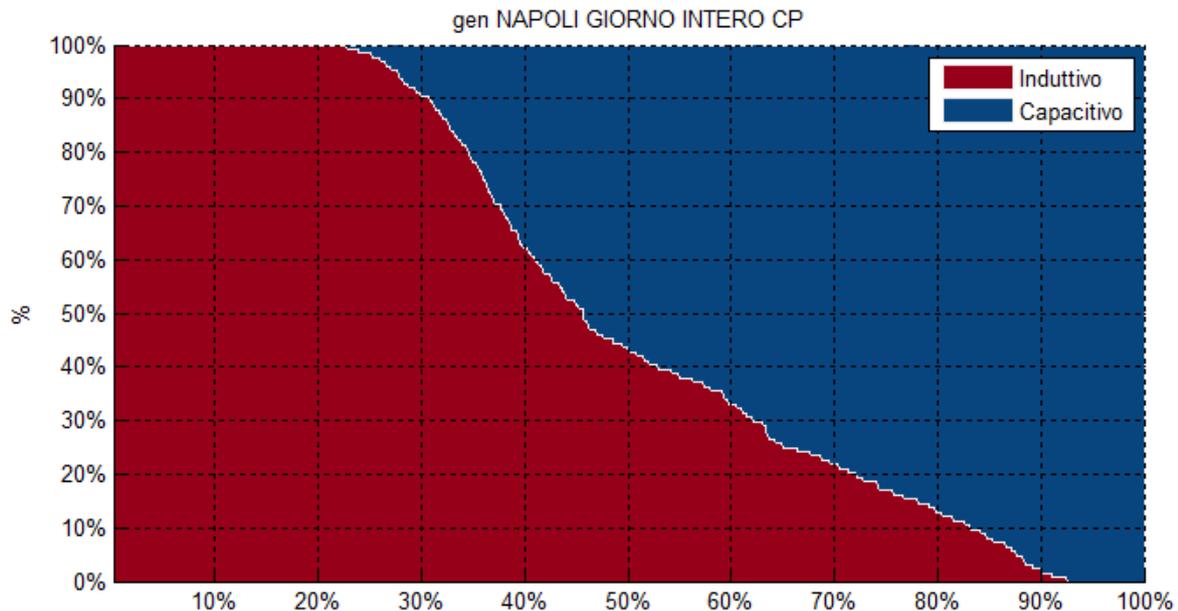
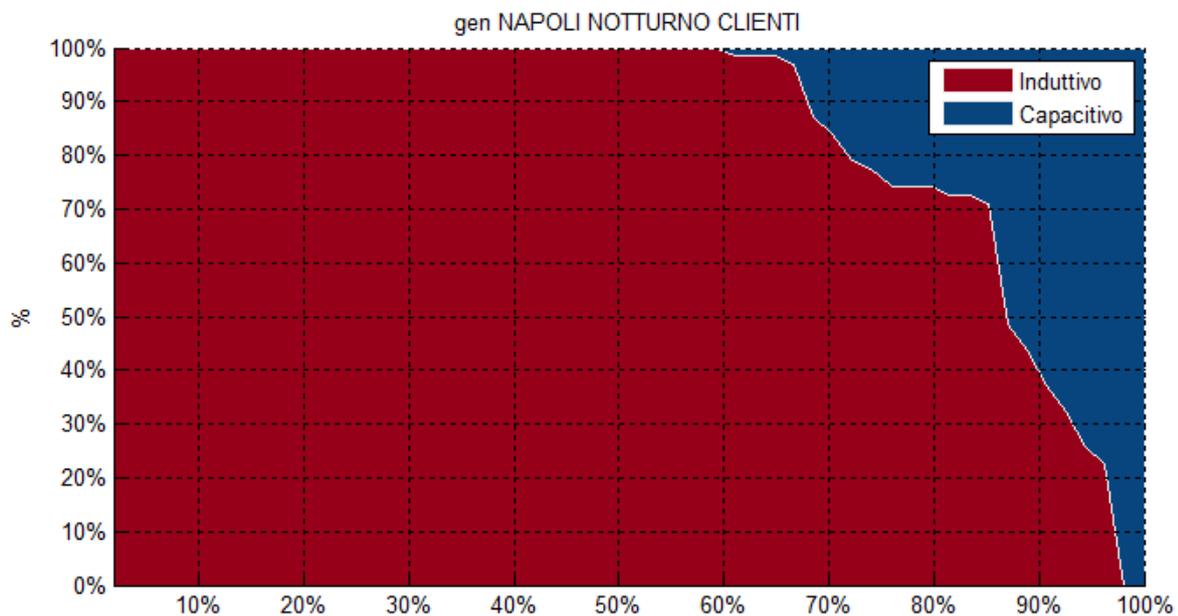


Figura 6. Andamento temporale della potenza reattiva dei clienti AT del CR di Napoli intero giorno – Gen. 2014.



**Figura 7. Curva cumulata di distribuzione dell'energia reattiva induttiva e capacitiva per le CP del CR di Napoli intero giorno – Gen. 2014.**



**Figura 8. Curva cumulata di distribuzione dell'energia reattiva induttiva e capacitiva per i clienti AT del CR di Napoli intero giorno – Gen. 2014.**

La Tabella 1 contiene il valore complessivo delle energie reattive assorbite ed erogate dalle CP e dai clienti AT di ogni singola provincia italiana per l'intero anno 2014 (35040 scenari). Nella stessa tabella è riportata anche una colonna con la somma algebrica risultante delle energie induttive e capacitive, in seguito utilizzata per i grafici sulla cartina dell'Italia per l'intero anno 2014, suddivisi mese per mese (Figura 9, Figura 10, Figura 11, Figura 12, Figura 13, Figura 14, Figura 15, Figura 16, Figura 17, Figura 18, Figura 19, Figura 20, Figura 21).

I valori complessivi, relativi all'intera penisola, utilizzando le convenzioni precedentemente definite, sono:

- cabine primarie:
  - energia reattiva induttiva (MVarh IND CP) 20.427.715,37 MVarh;
  - energia reattiva capacitiva (MVarh CAP CP) -3.589.087,43 MVarh;
- clienti AT:
  - energia reattiva induttiva (MVarh IND CP) 8.753.818,04 MVarh;
  - energia reattiva capacitiva (MVarh CAP CP) - 645.544,32 MVarh.

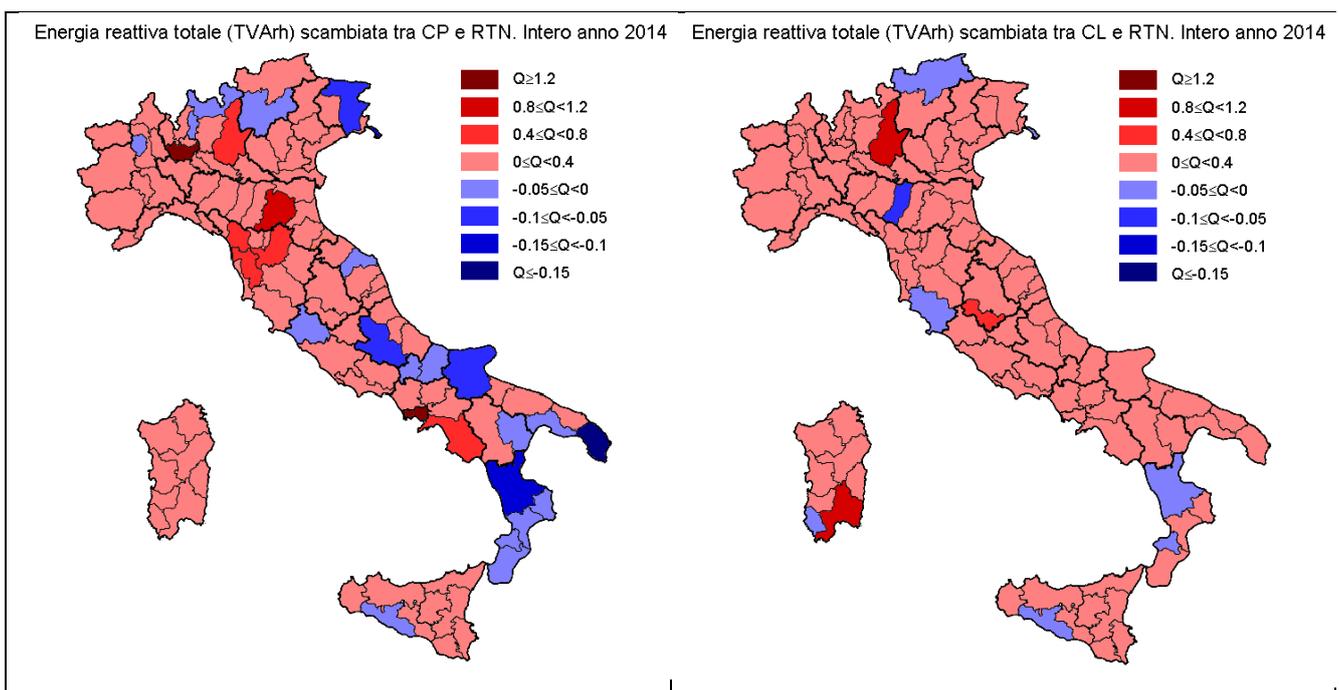
Partendo da questi valori, è possibile determinare un valore di energia reattiva pari a:

- 24.016.802,80 MVarh per le cabine primarie;
- 9.399.362,36 MVarh per i clienti AT.

Complessivamente, la reattiva che è presente sulla rete italiana è pari a circa 33,5 TVarh.

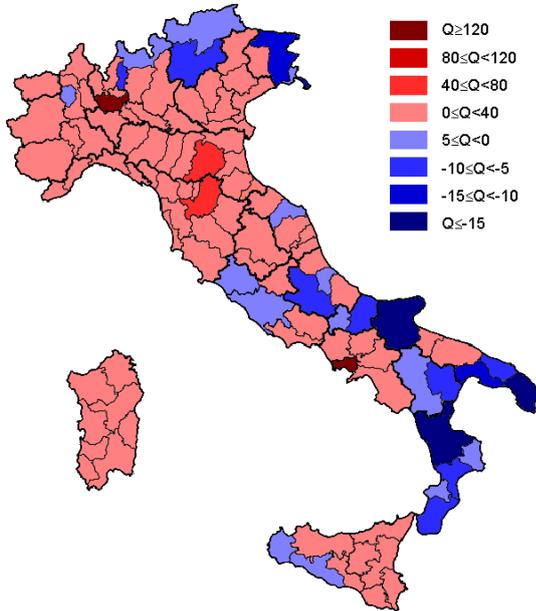
| PROVINCIA               | REGIONE        | SIGLA | MVarh IND CP | MVarh CAP CP | MVarh TOT CP | MVarh IND CL | MVarh CAP CL | MVarh TOT CL |
|-------------------------|----------------|-------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Agrigento               | Sicilia        | AG    | 31331.39     | -37372.25    | -6040.86     | 3002.97      | -3323.02     | -320.05      |
| Alessandria             | Piemonte       | AL    | 174274.45    | -4321.73     | 169952.72    | 300838.62    | -76.48       | 300762.14    |
| Ancona                  | Marche         | AN    | 61003.18     | -63775.48    | -2772.30     | 79736.73     | -82.46       | 79654.27     |
| Aosta (Autonoma)        | Valle d'Aosta  | AO    | 20031.17     | -3164.94     | 16866.23     | 84911.43     | -52.78       | 84858.65     |
| Ascoli Piceno           | Marche         | AP    | 103239.83    | -9330.33     | 93909.50     | 0.00         | 0.00         | 0.00         |
| L'Aquila                | Abruzzo        | AQ    | 18340.30     | -68944.24    | -50603.94    | 20545.55     | -2.01        | 20543.54     |
| Arezzo                  | Toscana        | AR    | 263163.28    | -224.14      | 262939.14    | 8711.65      | -7479.89     | 1231.76      |
| Asti                    | Piemonte       | AT    | 114522.79    | -1863.98     | 112658.81    | 54587.29     | 0.00         | 54587.29     |
| Avellino                | Campania       | AV    | 77239.23     | -29683.78    | 47555.45     | 17425.30     | 0.00         | 17425.30     |
| Bari (Metropolitana)    | Puglia         | BA    | 397285.63    | -13235.00    | 384050.63    | 37163.50     | -6.53        | 37156.97     |
| Bergamo                 | Lombardia      | BG    | 303256.30    | -176203.93   | 127052.37    | 333540.13    | -1977.18     | 331562.95    |
| Biella                  | Piemonte       | BI    | 38448.31     | -57324.15    | -18875.84    | 34056.44     | -3.91        | 34052.53     |
| Belluno                 | Veneto         | BL    | 47724.27     | -6879.56     | 40844.71     | 19519.28     | -357.14      | 19162.14     |
| Benevento               | Campania       | BN    | 53887.93     | -16340.22    | 37547.71     | 0.00         | 0.00         | 0.00         |
| Bologna (Metropolitana) | Emilia-Romagna | BO    | 802595.52    | -118.09      | 802477.43    | 8370.92      | -3311.97     | 5058.95      |
| Brindisi                | Puglia         | BR    | 112973.53    | -111100.45   | 1873.08      | 10152.71     | -0.84        | 10151.88     |

**Tabella 1. Valore delle energie reattive in MVarh suddiviso per provincie (estratto delle prime in ordine alfabetico) – Anno 2014.**



**Figura 9. Valori delle energie reattive (somma algebrica risultante) suddivise per provincie – Anno 2014.**

Energia reattiva totale (MVarh) scambiata tra CP e RTN. Mese di Gennaio



Energia reattiva totale (MVarh) scambiata tra CL e RTN. Mese di Gennaio

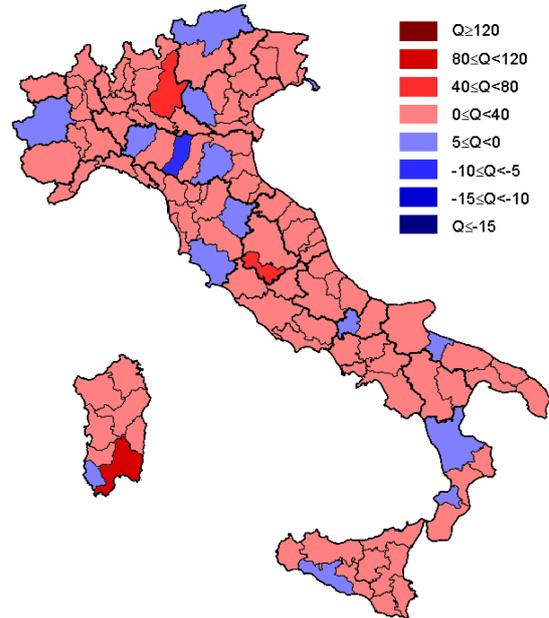
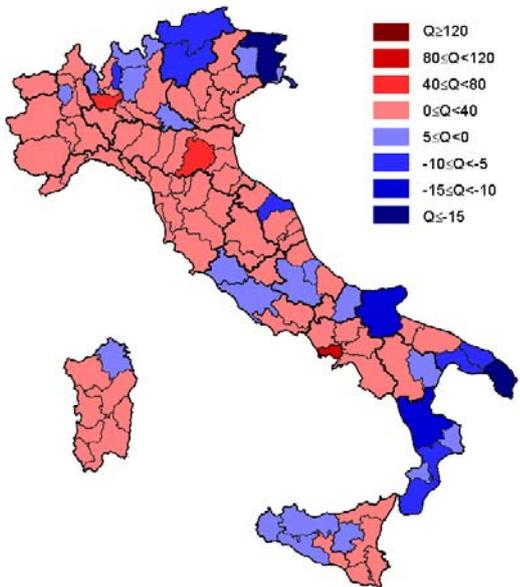


Figura 10. Valori delle energie reattive (somma algebrica risultante) suddivise per provincie – Gennaio 2014.

Energia reattiva totale (MVarh) scambiata tra CP e RTN. Mese di Febbraio



Energia reattiva totale (MVarh) scambiata tra CL e RTN. Mese di Febbraio

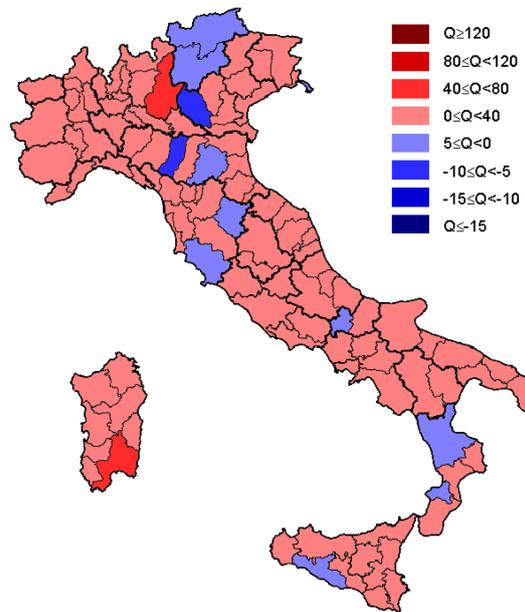
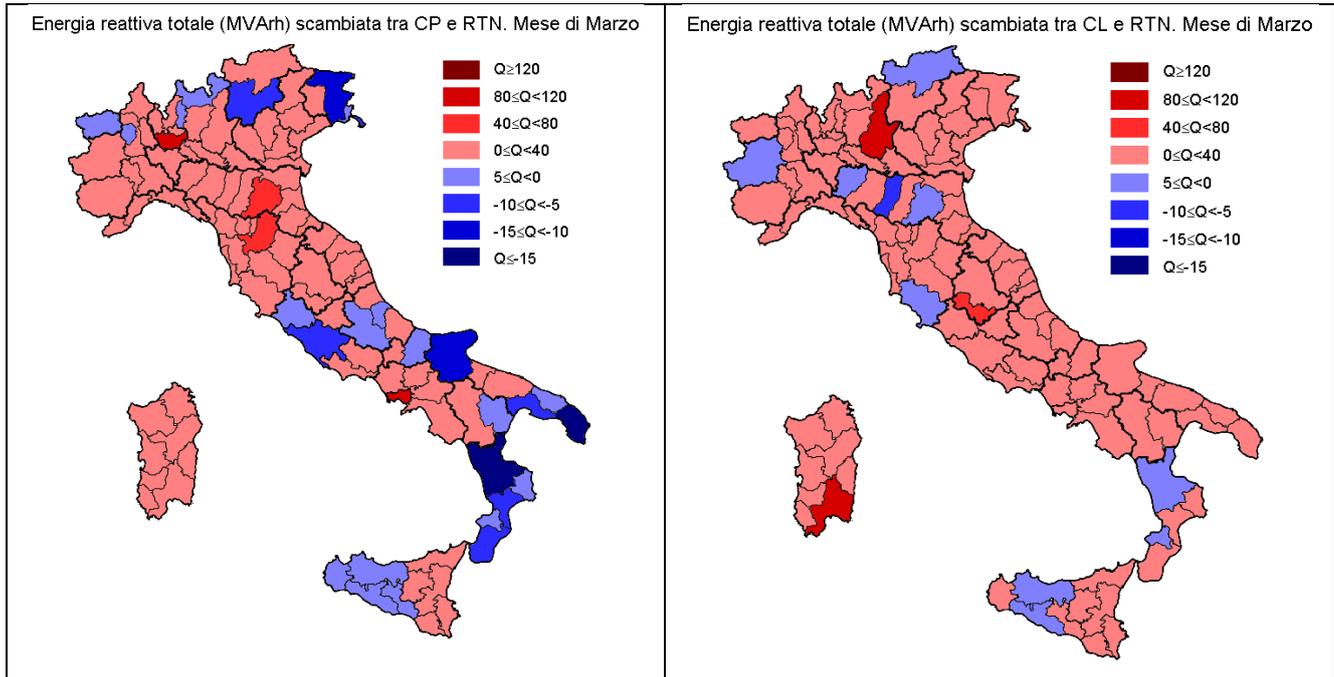
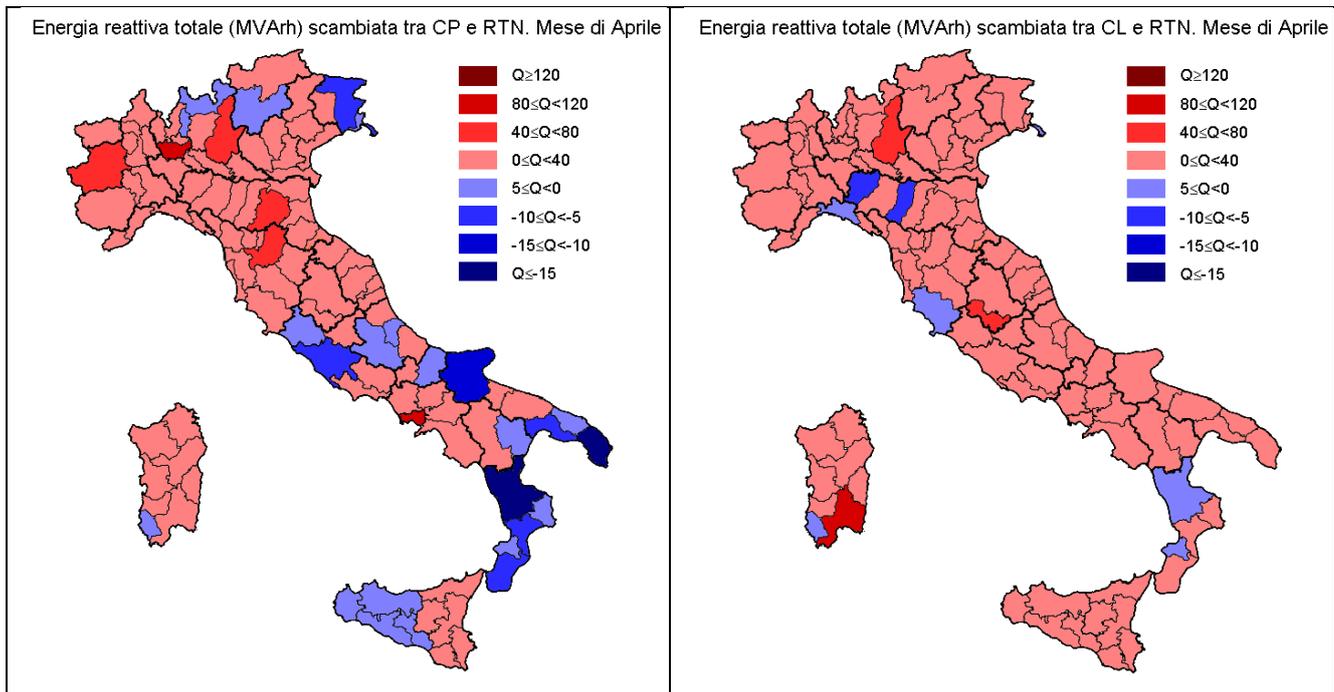


Figura 11. Valori delle energie reattive (somma algebrica risultante) suddivise per provincie – Febbraio 2014.

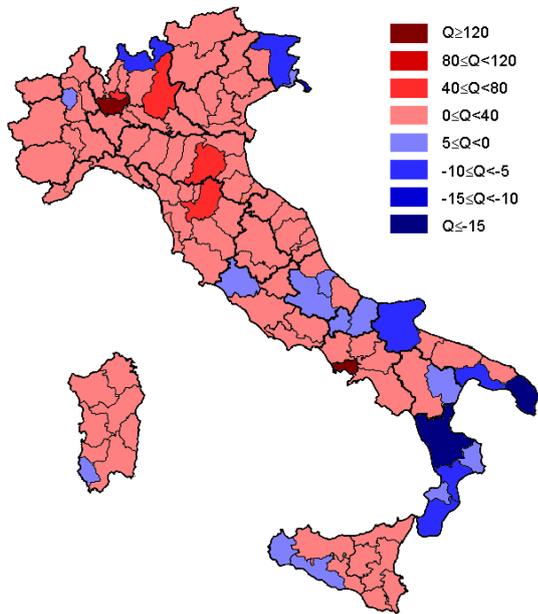


**Figura 12. Valori delle energie reattive (somma algebrica risultante) suddivise per province – Marzo 2014**



**Figura 13. Valori delle energie reattive (somma algebrica risultante) suddivise per province – Aprile 2014**

Energia reattiva totale (MVAh) scambiata tra CP e RTN. Mese di Maggio



Energia reattiva totale (MVAh) scambiata tra CL e RTN. Mese di Maggio

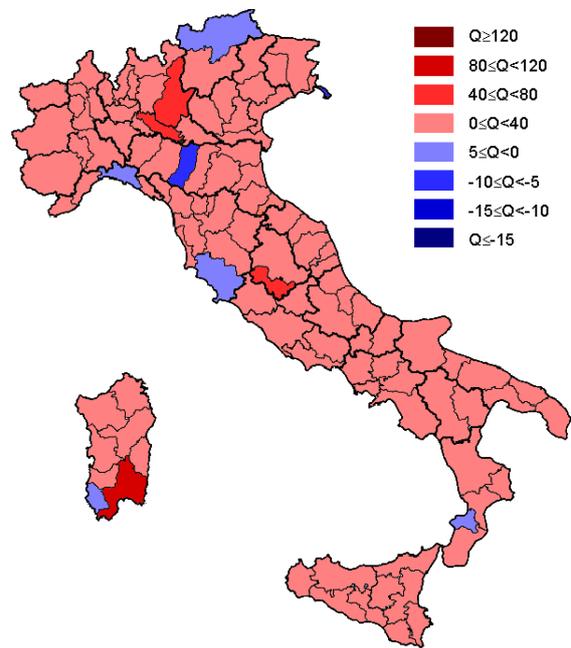
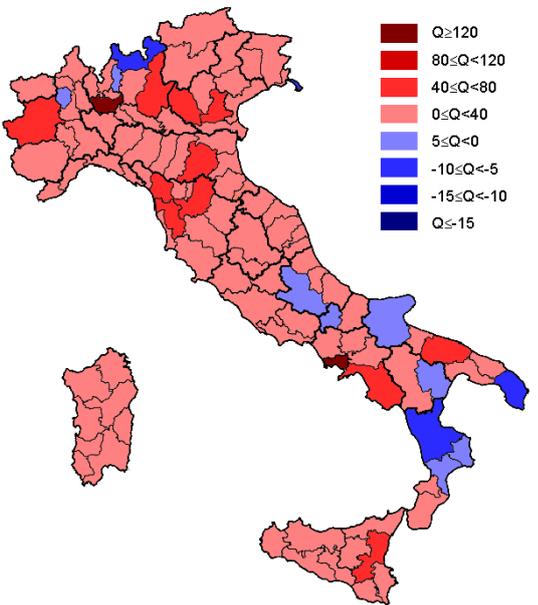


Figura 14. Valori delle energie reattive (somma algebrica risultante) suddivise per provincie – Maggio 2014.

Energia reattiva totale (MVAh) scambiata tra CP e RTN. Mese di Giugno



Energia reattiva totale (MVAh) scambiata tra CL e RTN. Mese di Giugno

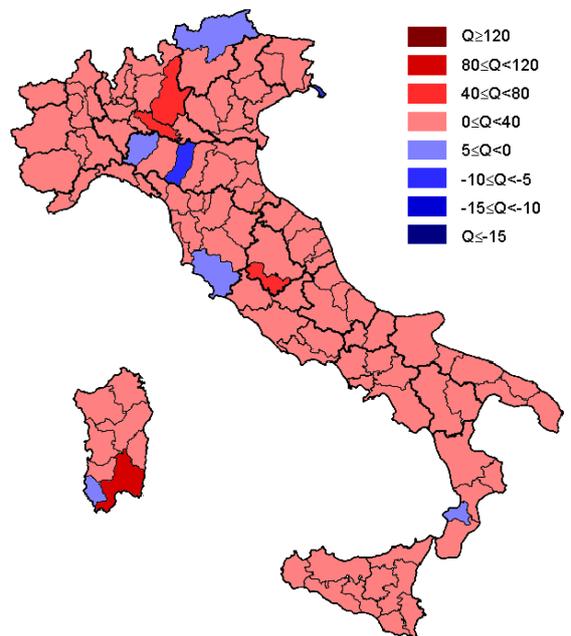
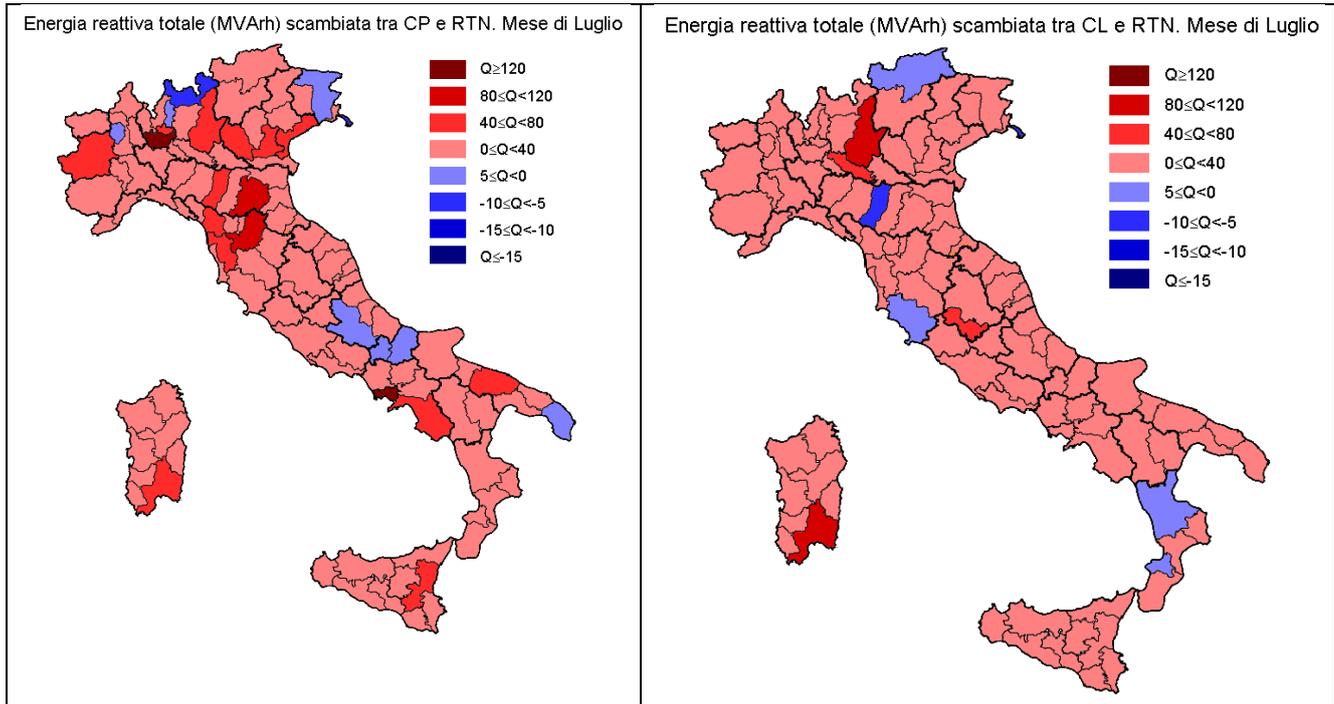
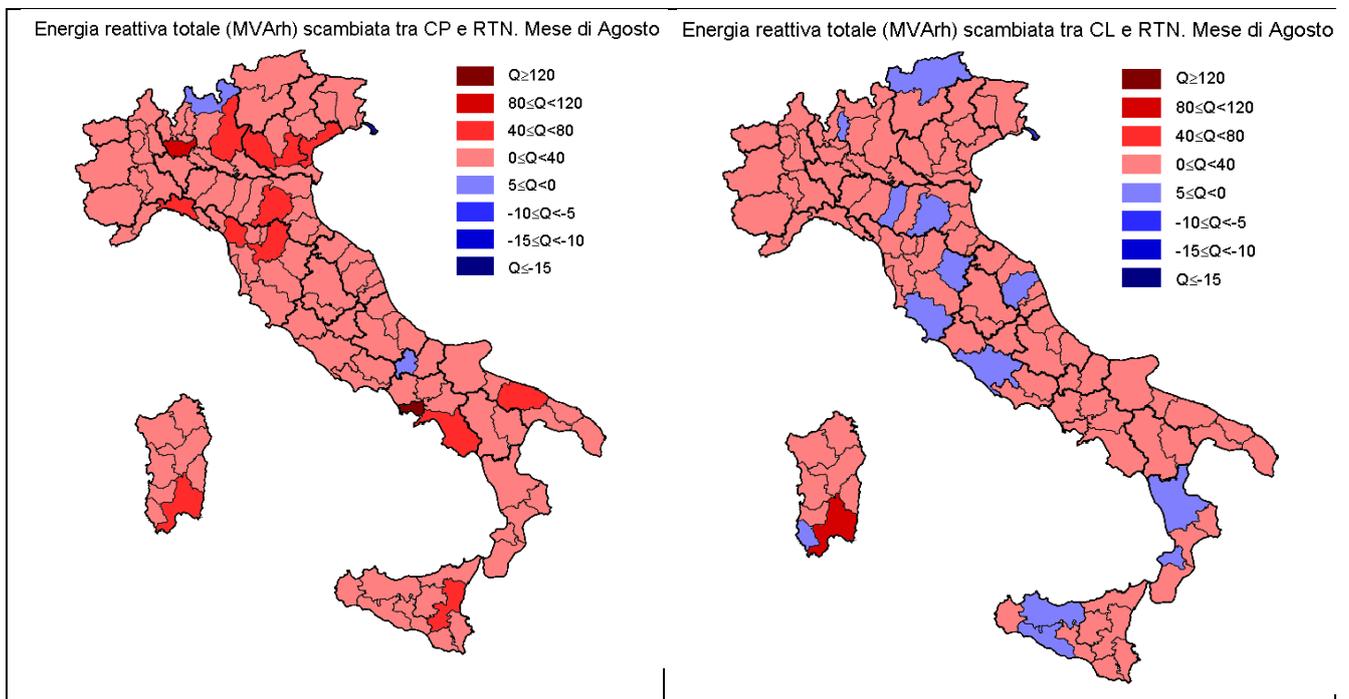


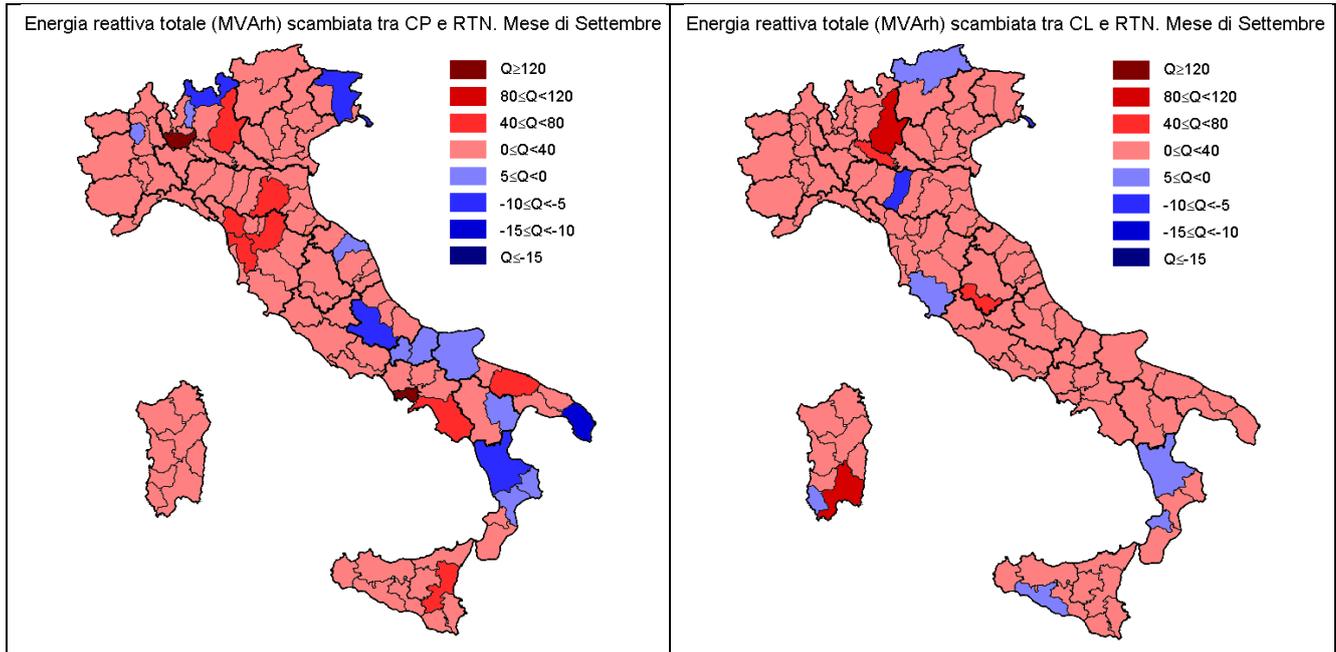
Figura 15. Valori delle energie reattive (somma algebrica risultante) suddivise per provincie – Giugno 2014.



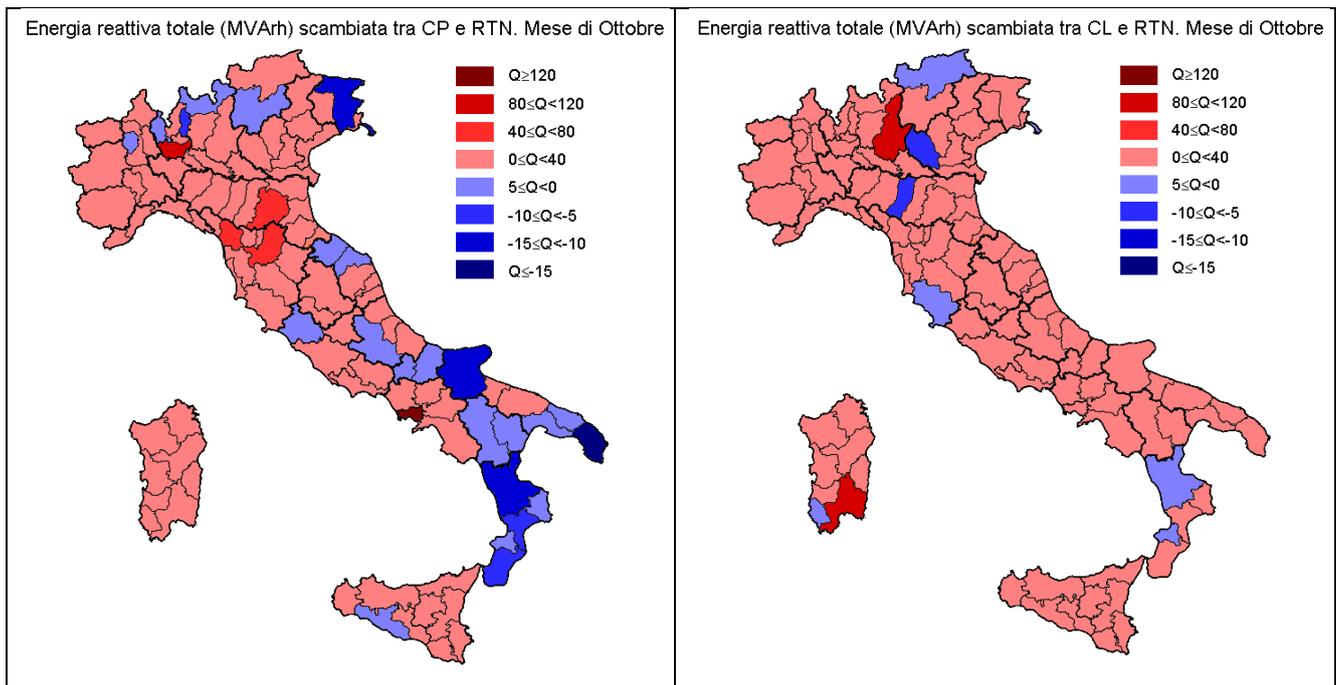
**Figura 16. Valori delle energie reattive (somma algebrica risultante) suddivise per province – Luglio 2014.**



**Figura 17. Valori delle energie reattive (somma algebrica risultante) suddivise per province – Agosto 2014.**

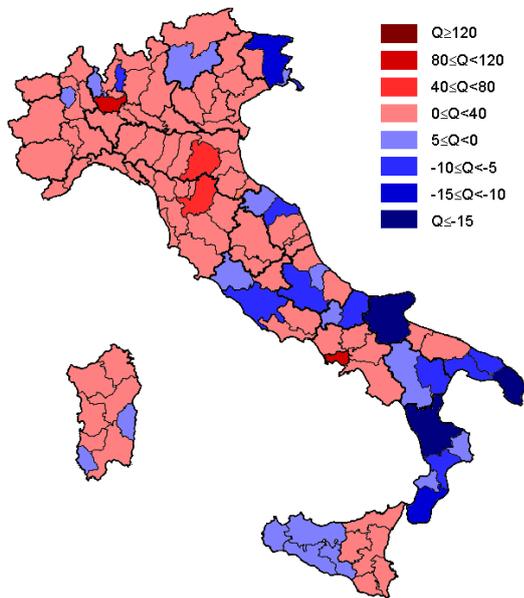


**Figura 18. Valori delle energie reattive (somma algebrica risultante) suddivise per province – Settembre 2014.**

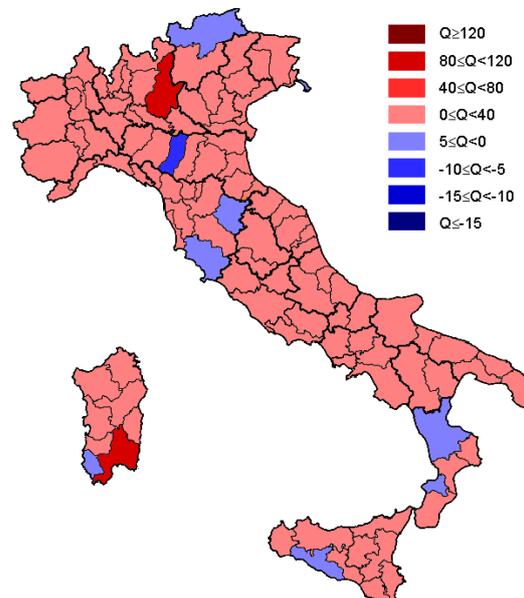


**Figura 19. Valori delle energie reattive (somma algebrica risultante) suddivise per province – Ottobre 2014.**

Energia reattiva totale (MVAh) scambiata tra CP e RTN. Mese di Novembre

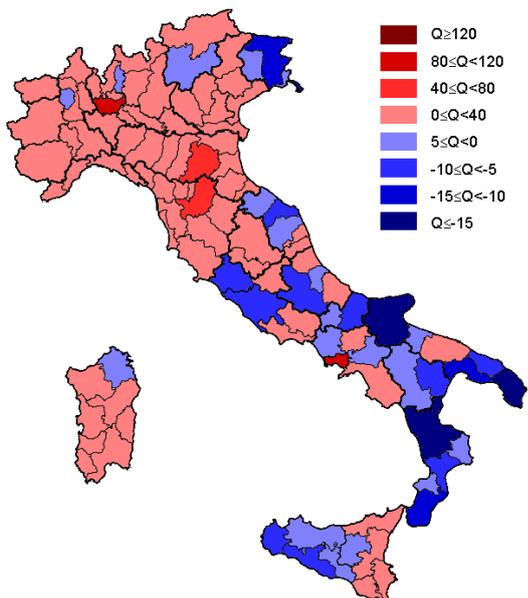


Energia reattiva totale (MVAh) scambiata tra CL e RTN. Mese di Novembre

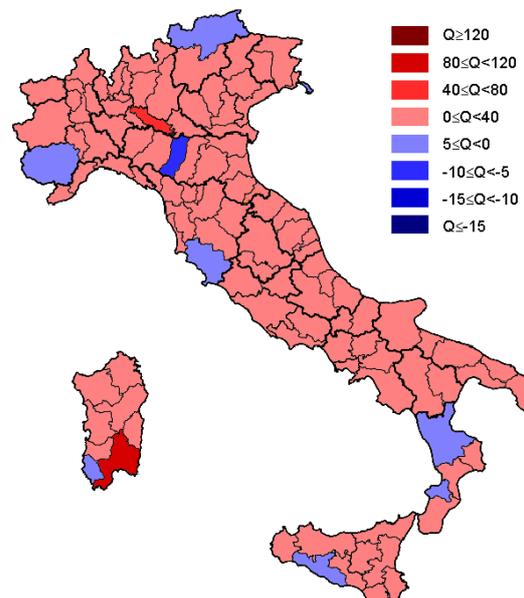


**Figura 20. Valori delle energie reattive (somma algebrica risultante) suddivise per province – Novembre 2014.**

Energia reattiva totale (MVAh) scambiata tra CP e RTN. Mese di Dicembre



Energia reattiva totale (MVAh) scambiata tra CL e RTN. Mese di Dicembre



**Figura 21. Valori delle energie reattive (somma algebrica risultante) suddivise per province – Dicembre 2014.**

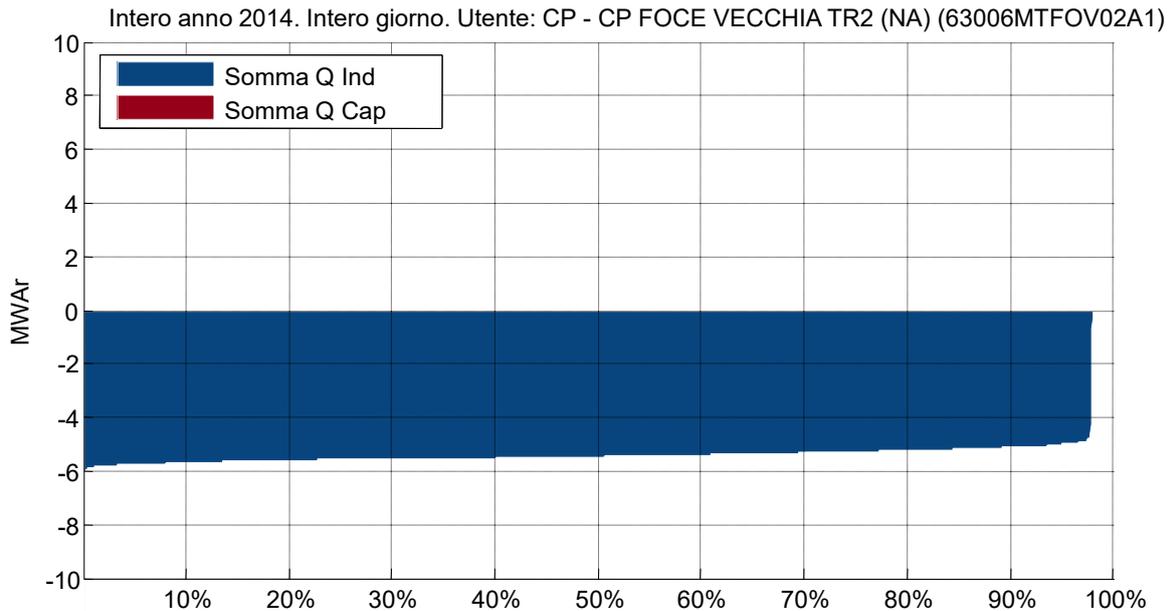
Di seguito viene riportata l'analisi puntuale effettuata su alcune CP che nell'anno 2014 sono risultate essere quelle con maggiore immissione di energia reattiva capacitiva sulla rete di alta ed altissima tensione.

Gli scenari di riferimento sono 4 per ogni giorno: scenari notturni (ore 0:00 e 6:00) e scenari diurni (ore 12:00 e 18:00).

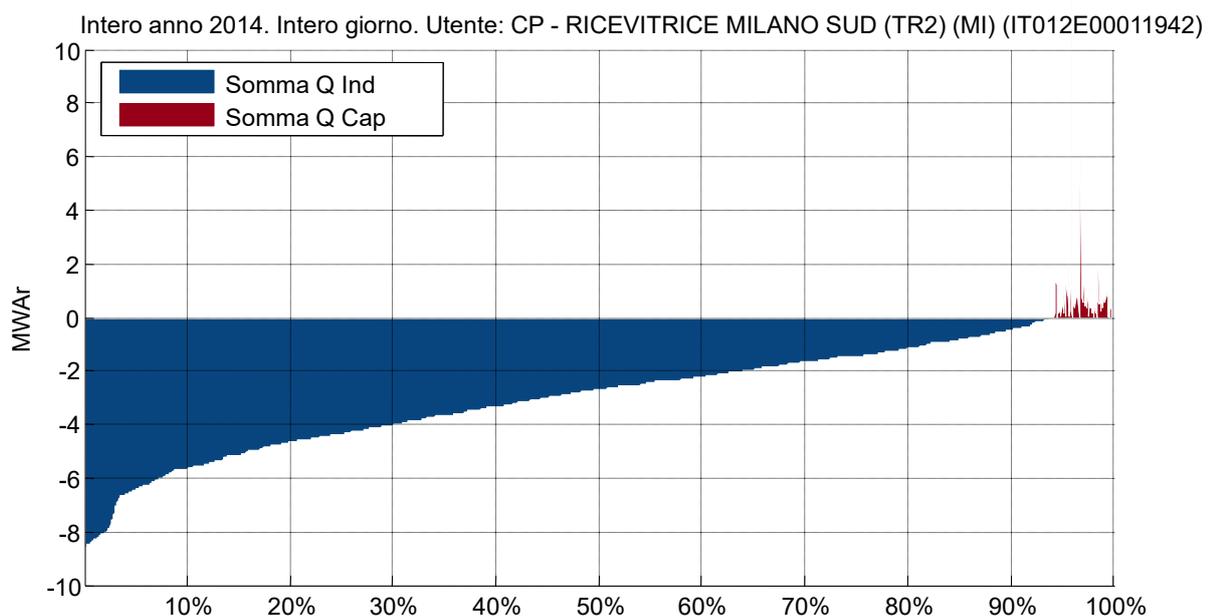
Le CP esaminate sono le seguenti:

1. CP - CP FOCE VECCHIA TR2 (NA) (63006MTFOV02A1);
2. CP - RICEVITRICE MILANO SUD (TR2) (MI) (IT012E00011942);
3. CP - C.P. ROCCA TR. ROSSO (PA) (82622MTPAROCA1).

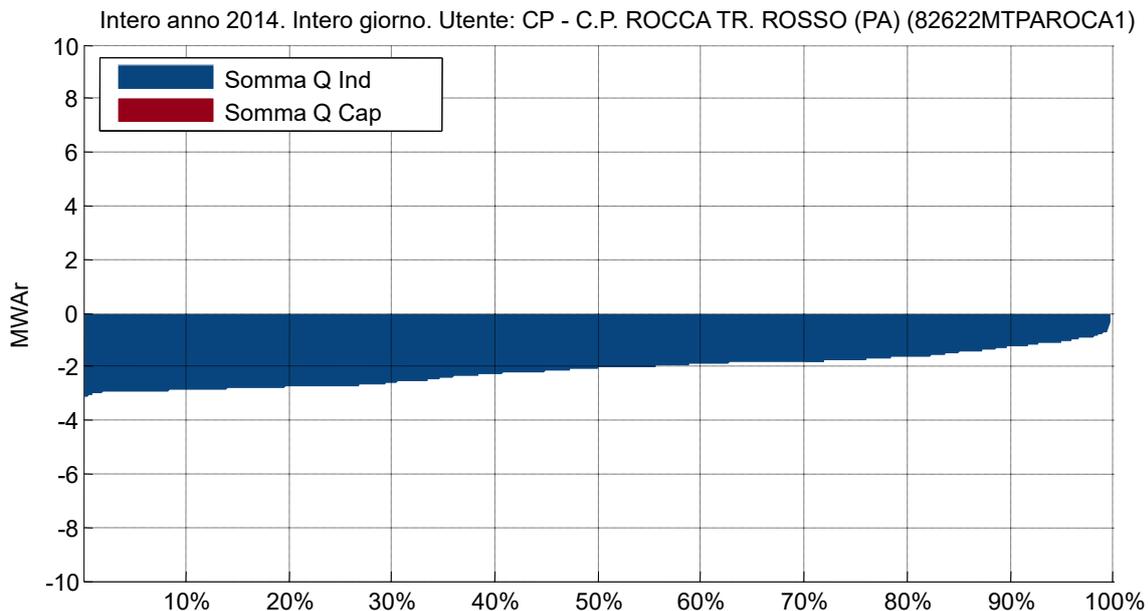
Come si può notare (Figura 22, Figura 23, Figura 24), nelle CP prese in esame, per la quasi totalità delle ore annue, l'energia reattiva è prevalentemente capacitiva.



**Figura 22. "Curva di carico" con la distribuzione dell'energia reattiva induttiva e capacitiva per la CP Foce Vecchia TR2 del CR di Napoli – Anno 2014.**



**Figura 23. "Curva di carico" con la distribuzione dell'energia reattiva induttiva e capacitiva per la CP Ricevitrice Milano Sud TR2 del CR di Milano – Anno 2014.**



**Figura 24. “Curva di carico” con la distribuzione dell’energia reattiva induttiva e capacitiva per la CP Rocca TR. Rosso del CR di Palermo – Anno 2014.**

### 3 Simulazioni di rete

Lo scopo delle simulazioni effettuate è quello di valutare l’impatto della variazione del fattore di potenza delle cabine e dei clienti AT sulla RTN, al fine di determinarne il valore ottimale in termini di riduzione delle perdite di rete, ottimizzazione dei profili di tensione, e massimizzazione dei margini dei gruppi in sovra e sottoeccitazione.

A tale scopo è stata effettuata:

1. un’analisi dell’impatto della variazione del fattore di potenza dei carichi sulle perdite di rete mediante variazione a “forza bruta” del fattore di potenza medio di tutti i carichi della rete;
2. un’analisi dell’impatto dell’ottimizzazione della potenza reattiva (ORPF) da parte della generazione diffusa sottesa alle cabine sulle perdite di rete;
3. un’analisi in N, N-1 ed N-2 al fine di valutare l’impatto della variazione del fattore di potenza sui profili di tensione.

Queste tre diverse simulazioni sono state effettuate al fine di determinare un range di fattore di potenza ottimale che permetta di ottenere i maggiori benefici sulla RTN.

#### 3.1 Impatto della variazione del fattore di potenza dei carichi sulle perdite di rete mediante variazione a “forza bruta” del fattore di potenza medi di tutti i carichi della rete

Al fine di valutare l’impatto del fattore di potenza sulle perdite di rete sono state eseguite simulazioni in regime statico (Load Flow) in condizioni di rete integra N al variare del fattore di potenza delle cabine. A tale scopo è stato variato “a forza bruta” il fattore di potenza di tutte le cabine di una determinata area, ed è stato valutato l’impatto che tale azione ha sulle perdite di rete.

Tale analisi è stata effettuata considerando un modello di rete composto di tutti i livelli di tensione (rete 400 – 220 – 150 – 132 – 70 - 60 – 50 kV rappresentata integralmente), prendendo come scenario di riferimento uno scenario di basso carico con fabbisogno di circa 21,8 GW (diurno festivo/notturno).

Su tale scenario è stato valutato l'effetto di variazione delle perdite di rete in funzione della variazione del fattore di potenza medio delle cabine di distribuzione e dei clienti AT.

In Figura 25 sono riportate le perdite totali sulla rete italiana in funzione della variazione del fattore di potenza medio dei carichi.

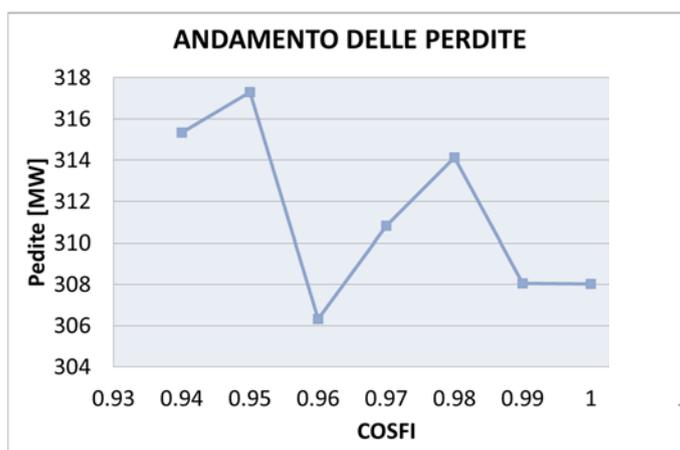


Figura 25. Andamento delle perdite su rete Italiana in funzione del fattore di potenza.

Di seguito è riportata l'analisi suddivisa per CR, in cui sono mostrate le variazioni delle perdite, e delle tensioni minime, medie e massime al variare del fattore di potenza.

### 3.1.1 Area di Roma

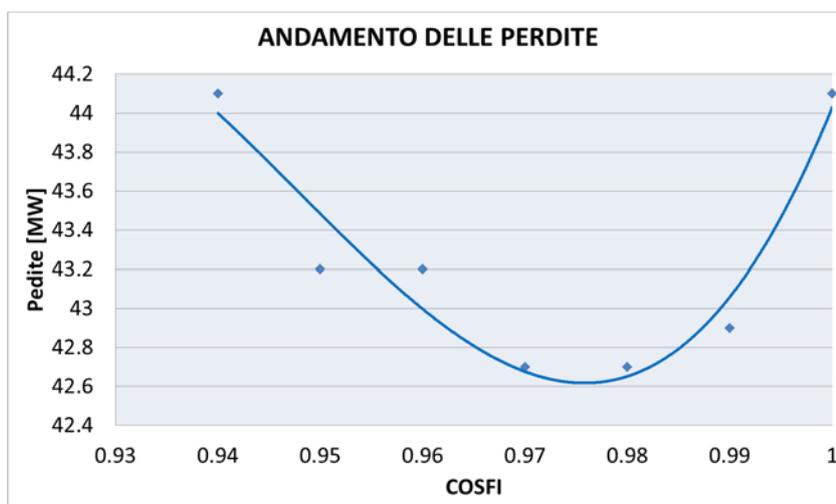


Figura 26. Andamento delle perdite in funzione del fattore di potenza CR Roma.

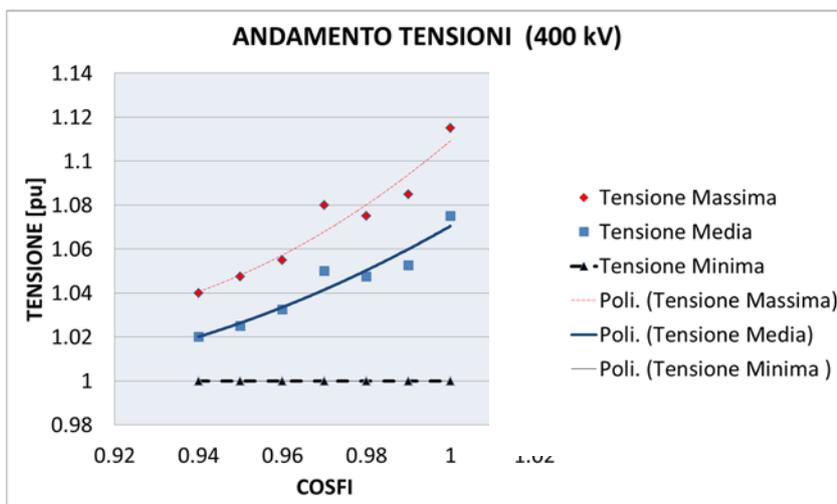


Figura 27. Andamento delle tensioni Massime, Medie e Minime rete 400 kV CR Roma.

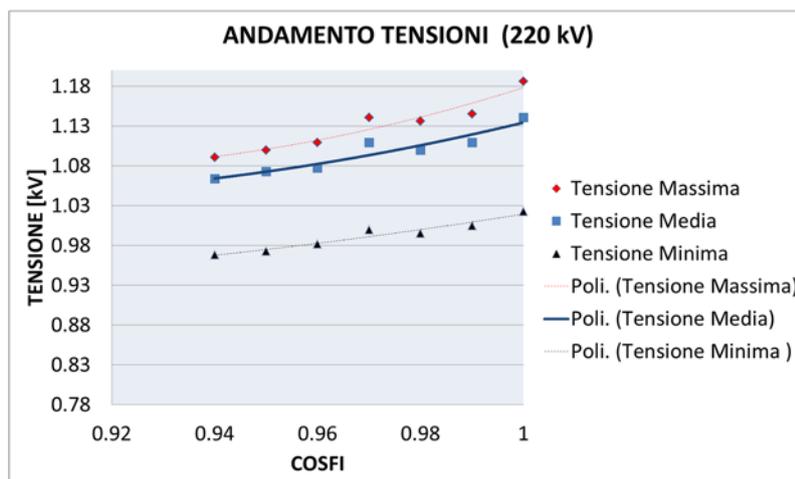


Figura 28. Andamento delle tensioni Massime, Medie e Minime rete 220 kV CR Roma.

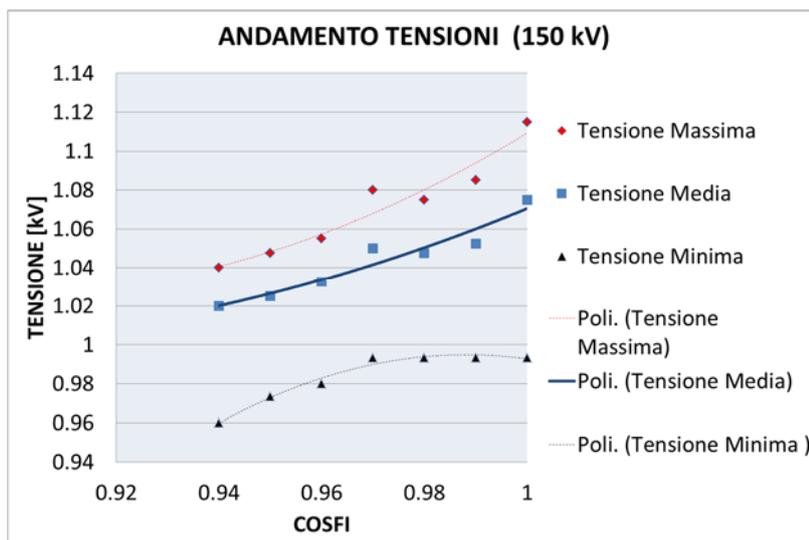


Figura 29. Andamento delle tensioni Massime, Medie e Minime rete 150 kV CR Roma.

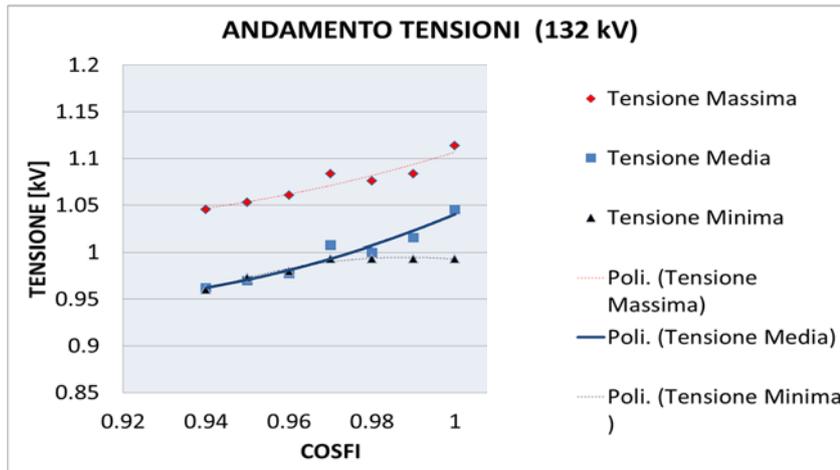


Figura 30. Andamento delle tensioni Massime, Medie e Minime rete 132 kV CR Roma.

Dalla Figura 26 si nota come l'andamento delle perdite in funzione del fattore di potenza ha un valore ottimale (minimo) per un fattore di potenza pari a **0,975** nell'area di Roma. Dalla Figura 27 si può notare come, all'aumentare del fattore di potenza, le tensioni tendono a crescere; in particolare, sulla rete 400 kV, nel caso di fattore di potenza medio pari a 1, si ha una tensione massima pari a **432 kV**.

### 3.1.2 Area di Palermo

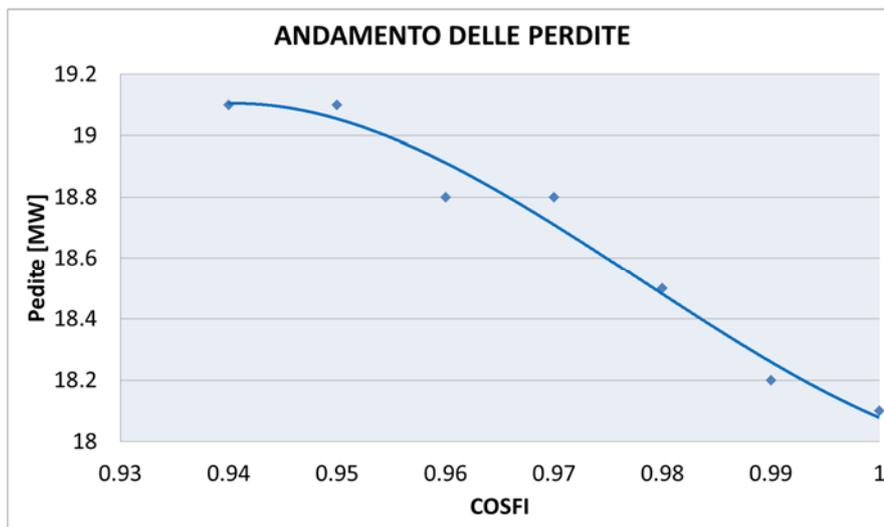


Figura 31. Andamento delle perdite in funzione del fattore di potenza CR Palermo.

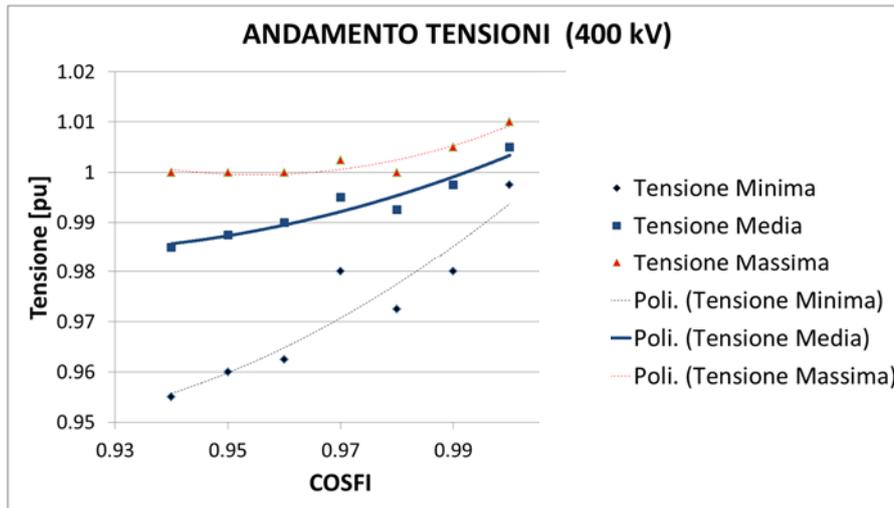


Figura 32. Andamento delle tensioni Massime, Medie e Minime rete 400 kV CR Palermo.

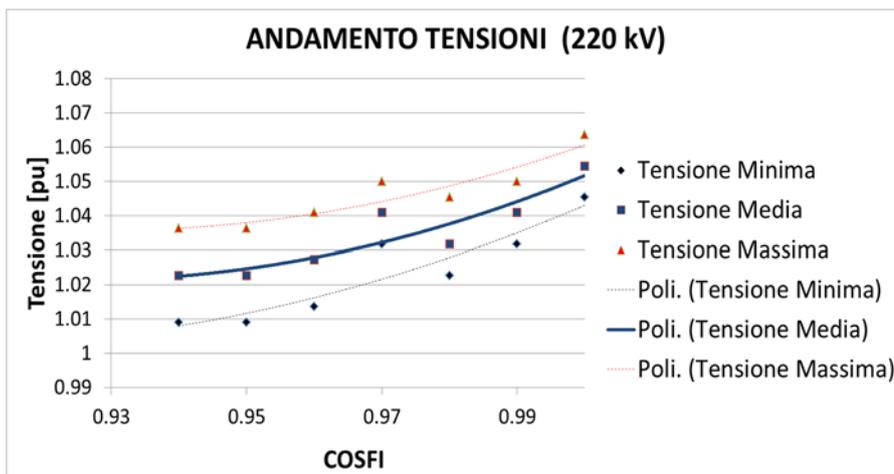


Figura 33. Andamento delle tensioni Massime, Medie e Minime rete 220 kV CR Palermo.

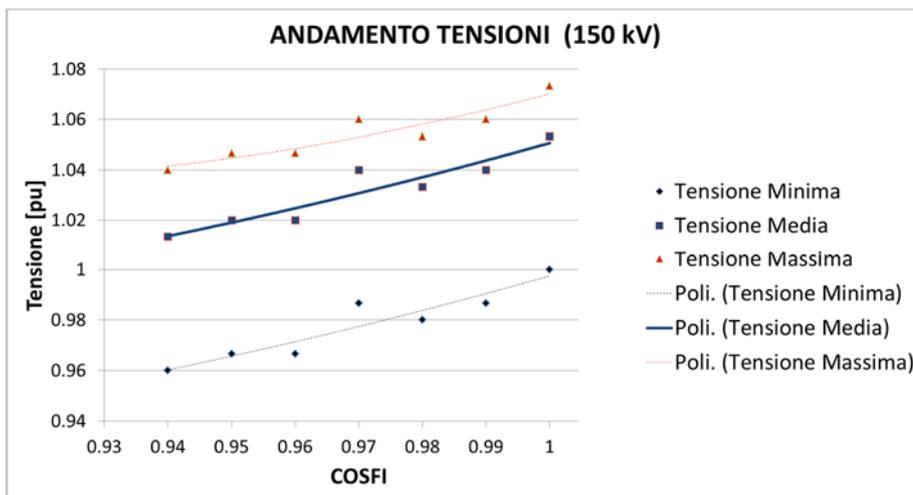


Figura 34. Andamento delle tensioni Massime, Medie e Minime rete 150 kV CR Palermo.

### 3.1.3 Area di Napoli

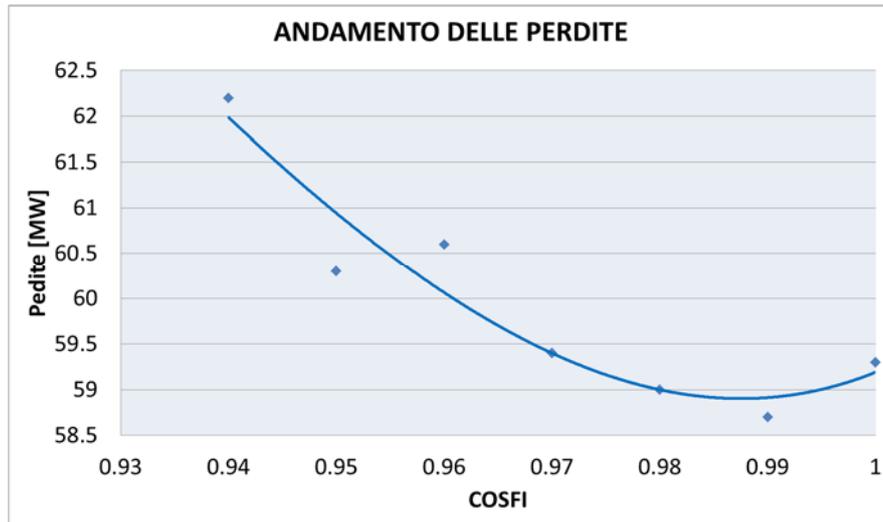


Figura 35. Andamento delle perdite in funzione del fattore di potenza CR Napoli.

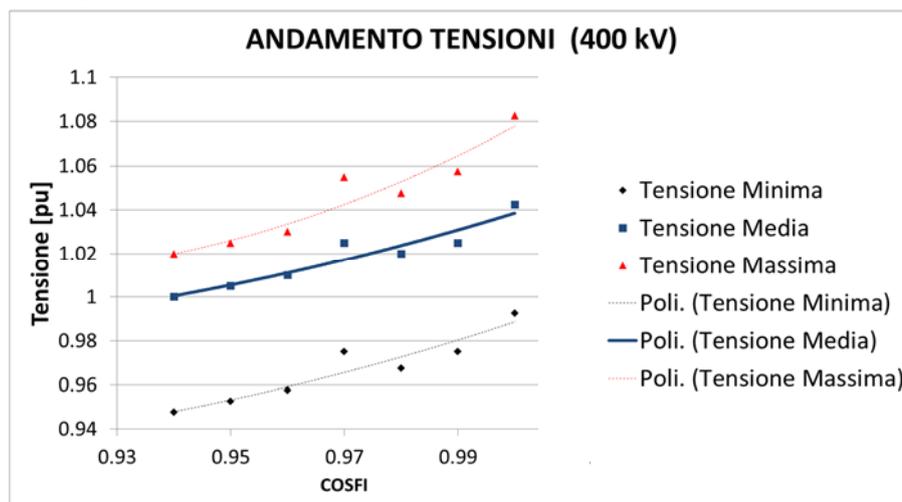


Figura 36. Andamento delle tensioni Massime, Medie e Minime rete 400 kV CR Napoli.

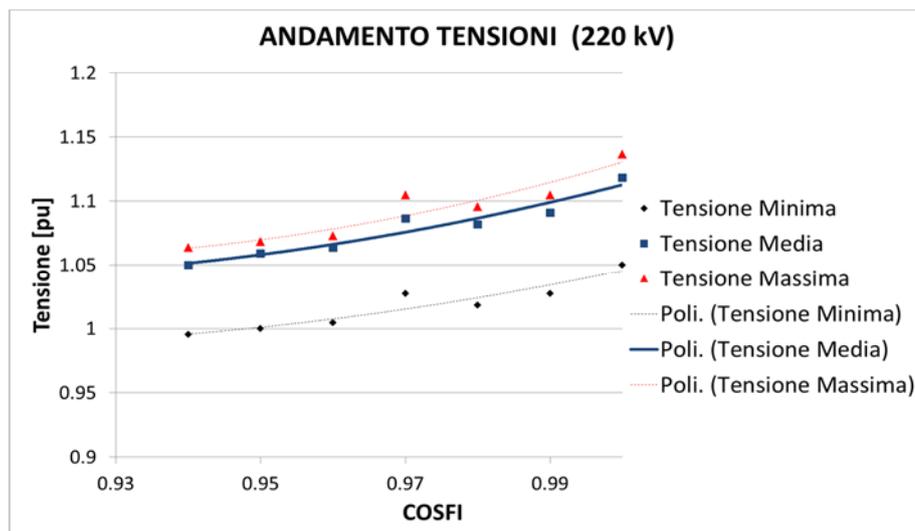


Figura 37. Andamento delle tensioni Massime, Medie e Minime rete 220 kV CR Napoli.

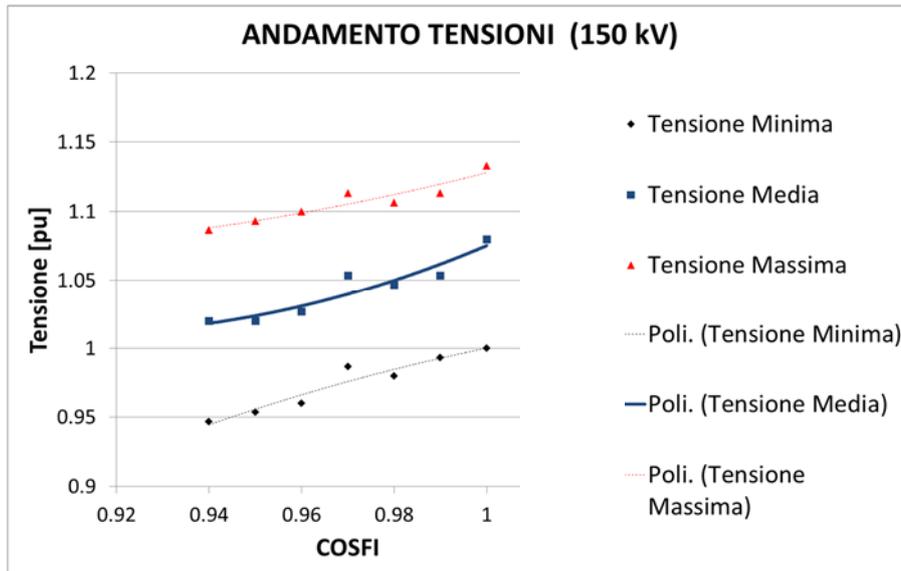


Figura 38. Andamento delle tensioni Massime, Medie e Minime rete 150 kV CR Napoli.

### 3.1.4 Area di Torino

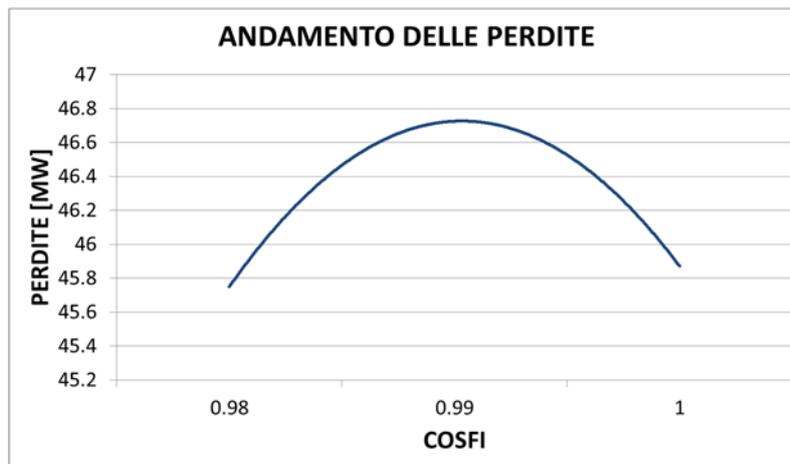


Figura 39. Andamento delle perdite in funzione del fattore di potenza CR Torino.

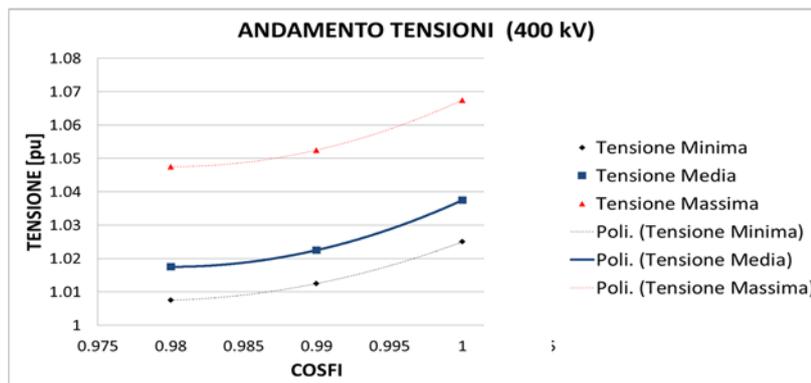


Figura 40. Andamento delle tensioni Massime, Medie e Minime rete 400 kV CR Torino.

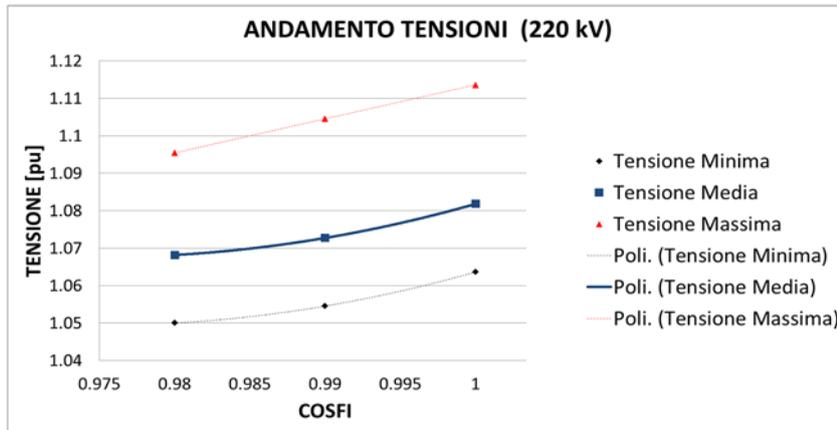


Figura 41. Andamento delle tensioni Massime, Medie e Minime rete 220 kV CR Torino.

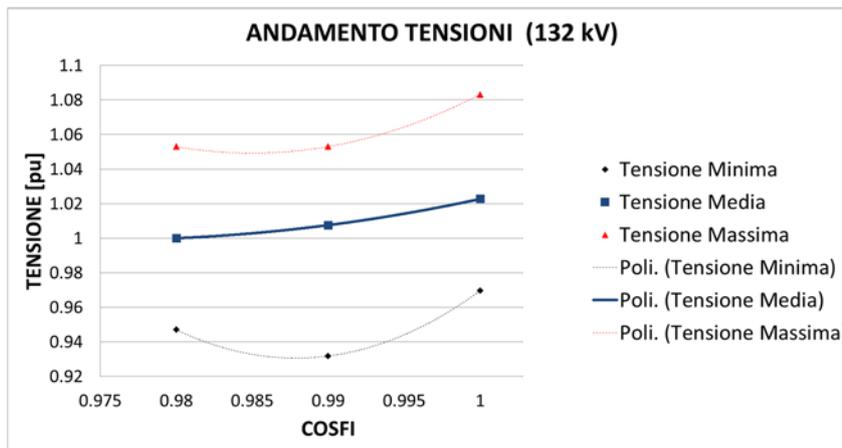


Figura 42. Andamento delle tensioni Massime, Medie e Minime rete 132 kV CR Torino.

### 3.1.5 Area di Firenze

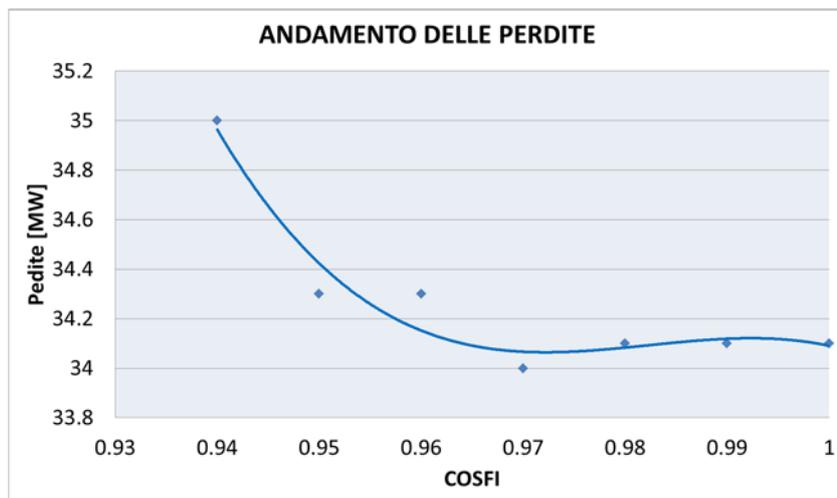


Figura 43. Andamento delle perdite in funzione del fattore di potenza CR Firenze.

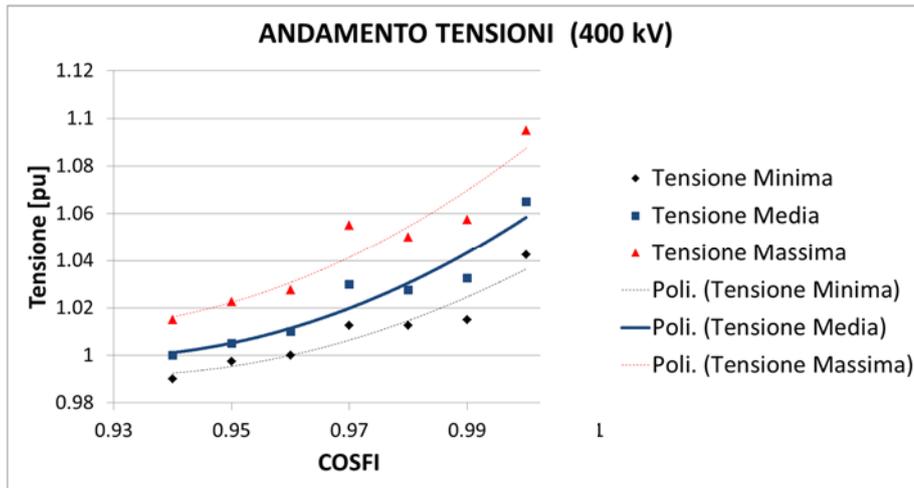


Figura 44. Andamento delle tensioni Massime, Medie e Minime rete 400 kV CR Firenze.

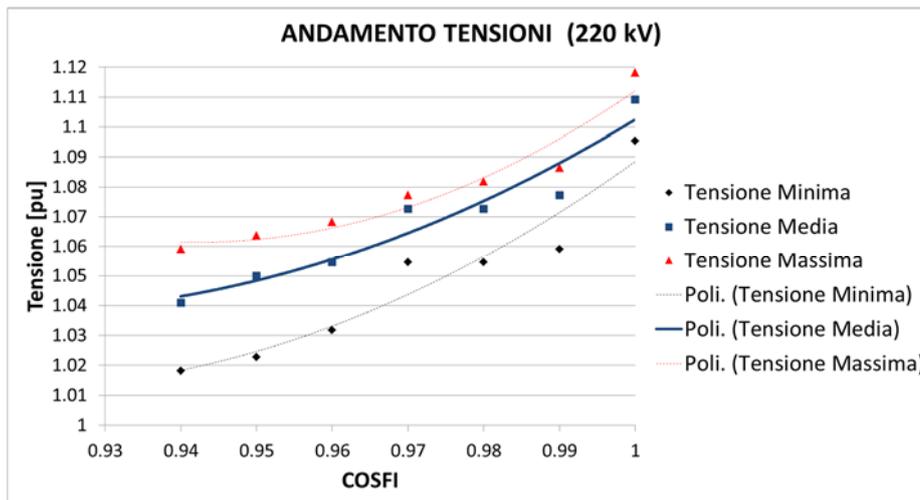


Figura 45. Andamento delle tensioni Massime, Medie e Minime rete 220 kV CR Firenze.

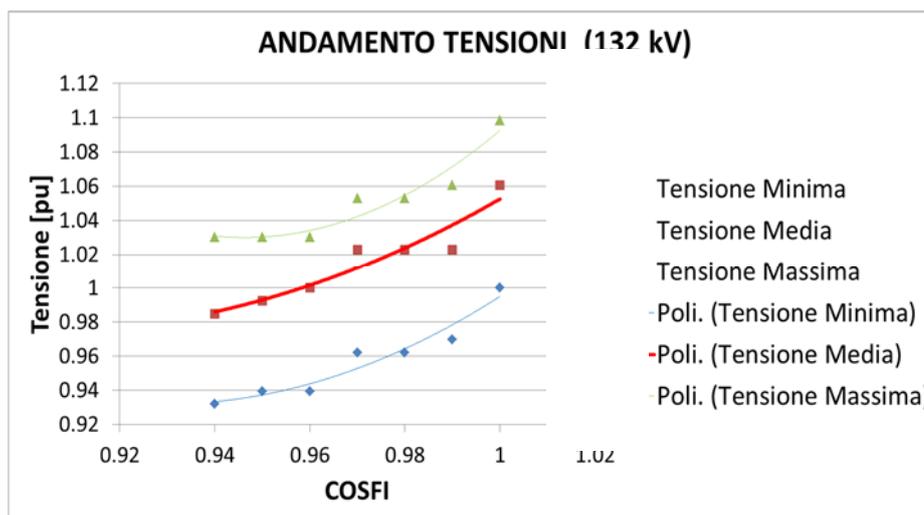


Figura 46. Andamento delle tensioni Massime, Medie e Minime rete 132 kV CR Firenze.

**3.1.6 Area di Milano**

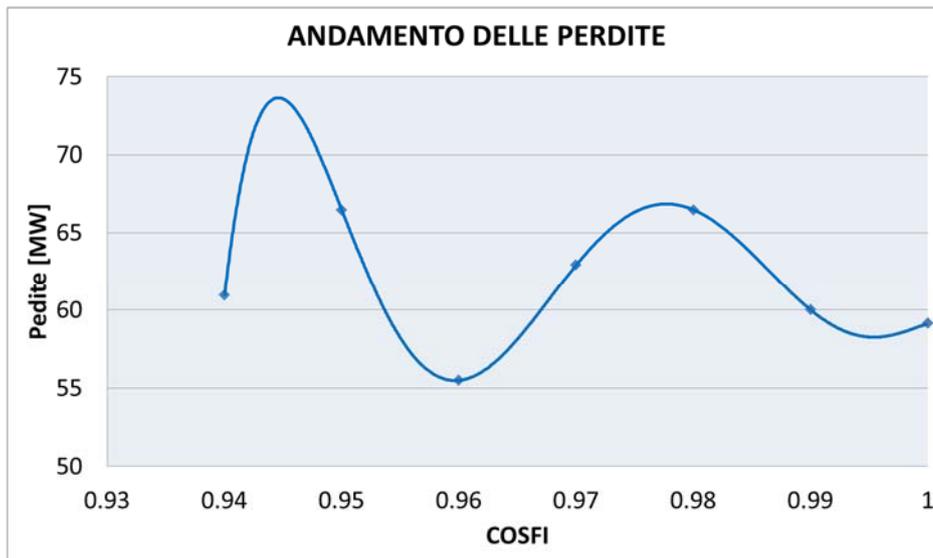


Figura 47. Andamento delle perdite in funzione del fattore di potenza CR Milano.

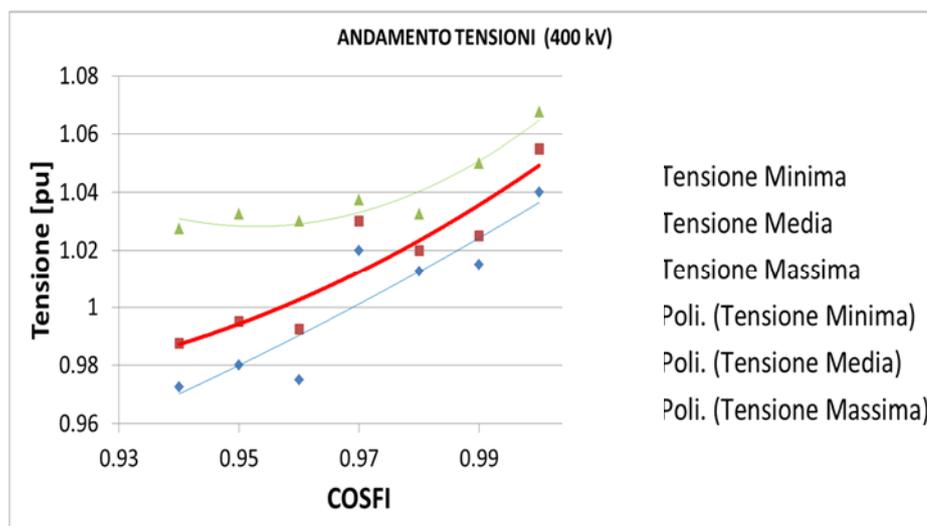


Figura 48. Andamento delle tensioni Massime, Medie e Minime rete 400 kV CR Milano.

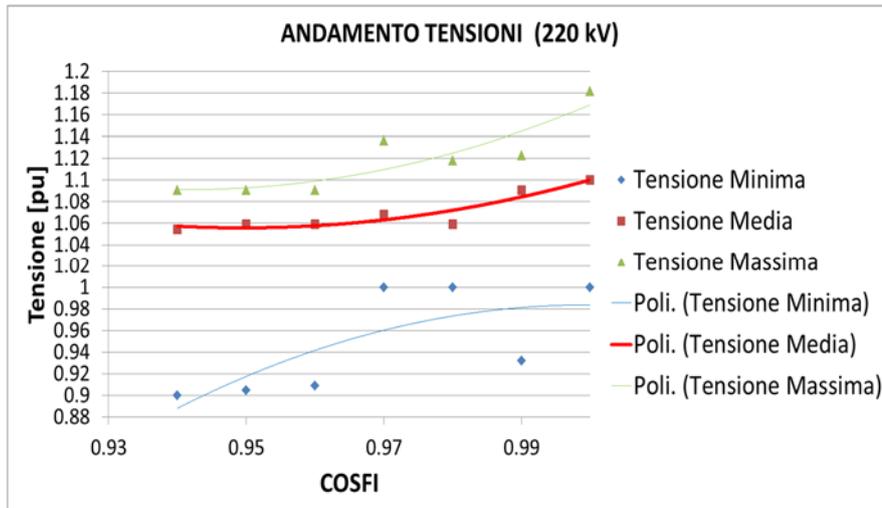


Figura 49. Andamento delle tensioni Massime, Medie e Minime rete 220 kV CR Milano.

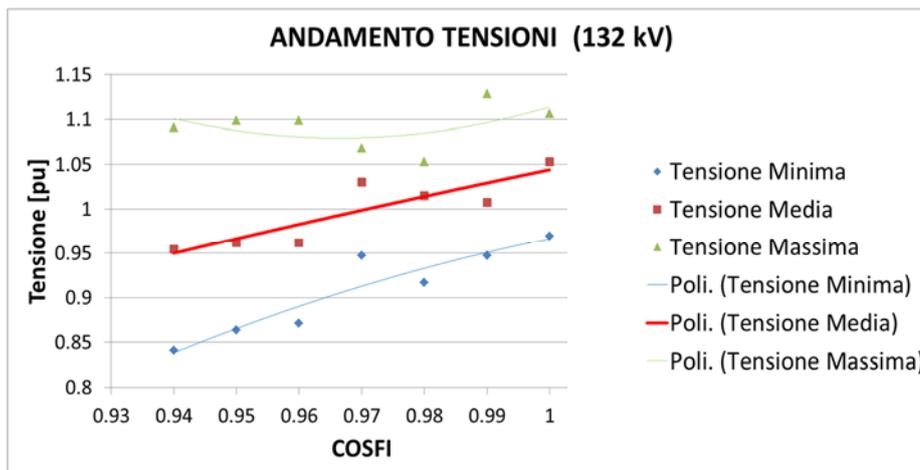


Figura 50. Andamento delle tensioni Massime, Medie e Minime rete 132 kV CR Milano.

### 3.1.7 Area di Cagliari

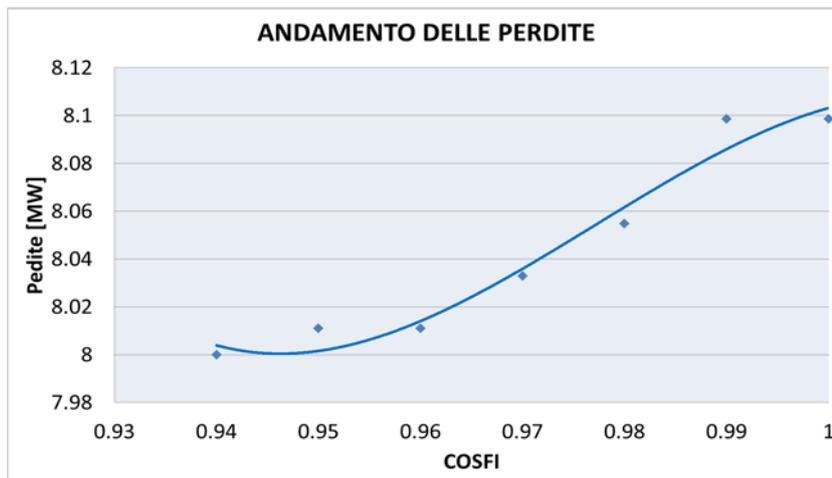


Figura 51. Andamento delle perdite in funzione del fattore di potenza CR Cagliari.

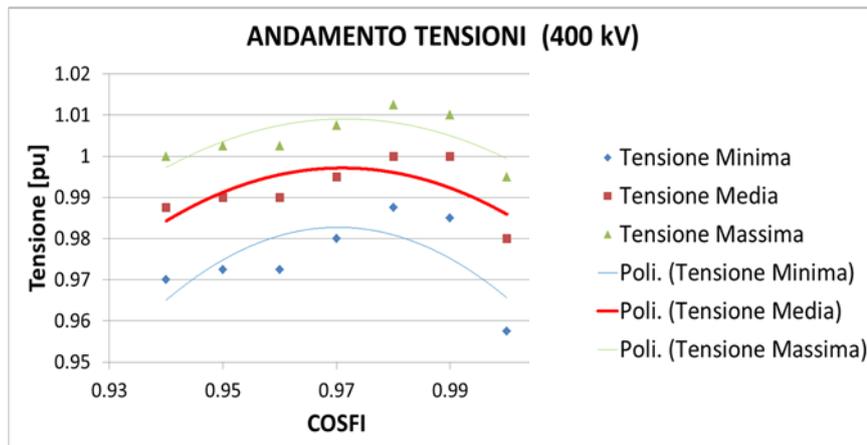


Figura 52. Andamento delle tensioni Massime, Medie e Minime rete 400 kV CR Cagliari.

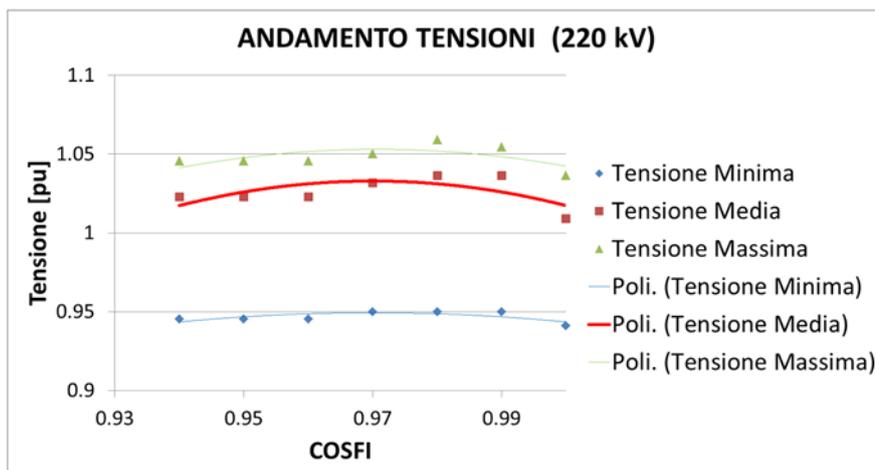


Figura 53. Andamento delle tensioni Massime, Medie e Minime rete 220 kV CR Cagliari.

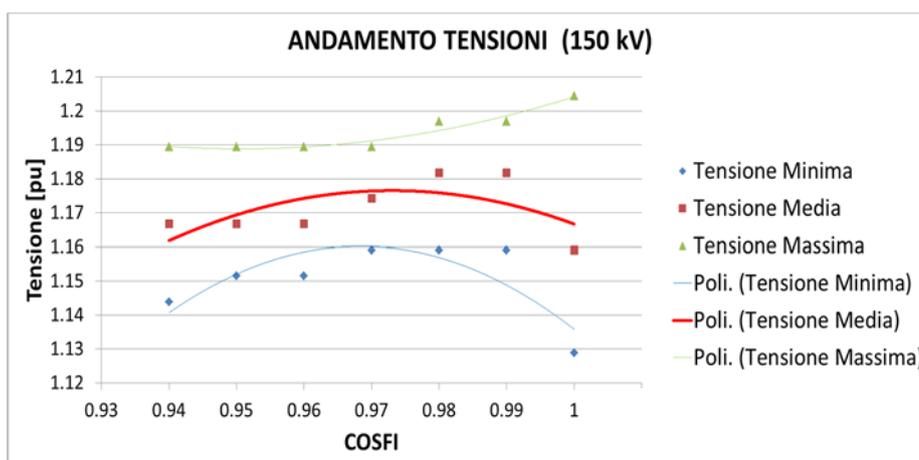


Figura 54. Andamento delle tensioni Massime, Medie e Minime rete 150 kV CR Cagliari.

Dall'analisi della Figura 26 fino alla Figura 54 si evince come il comportamento delle perdite in funzione del fattore di potenza dei carichi non è univoco. Infatti, si può notare come tali andamenti siano legati fortemente alle specificità della rete in ogni area.

### 3.2 Impatto dell'ottimizzazione della potenza reattiva (ORPF) da parte della generazione distribuita sottesa alle cabine sulle perdite di rete

La seconda analisi valuta la possibilità di regolare la potenza reattiva assorbita/immessa dai carichi agendo sulla generazione diffusa (prevalentemente di natura fotovoltaica) connessa sulla rete MT. Per fare questo si è modellato il carico, come nella seguente figura.

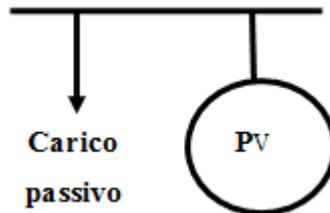


Figura 55. Modello del carico attivo.

I valori di potenza fotovoltaica per ogni cabina sono stati ricavati considerando la potenza installata su base provinciale e ripartita in maniera proporzionale alla potenza installata dei carichi. I valori considerati sono riportati in Tabella 2.

|          | FV in MW e BT | Margine potenza reattiva FV [MVar] |
|----------|---------------|------------------------------------|
| VENEZIA  | 2169          | 954                                |
| FIRENZE  | 2337          | 1028                               |
| CAGLIARI | 682           | 300                                |
| NAPOLI   | 4150          | 1826                               |
| TORINO   | 1737          | 764                                |
| MILANO   | 2111          | 928                                |
| PALERMO  | 1333          | 586                                |
| ROMA     | 3335          | 1467                               |
| ITALIA   | 17854         | 7853                               |

Tabella 2. Valori di potenza fotovoltaica stimata per ogni cabina.

Nello studio sono state considerate :

- quantità di fotovoltaico installato in MT e BT pari a circa 18 GW;
- margini di reattivo del fotovoltaico da  $Q_{min} = -44\% P_n$  e  $Q_{max} = 44\% P_n$ .

Al fine di valutare il beneficio che si otterrebbe in termini di perdite se gli impianti di produzione connessi alle CP di distribuzione regolassero la propria potenza, è stato implementato un algoritmo di Optimal Reactive Power Flow con la seguente funzione obiettivo :

$$FO = \alpha_1 P_{saldo} + \alpha_2 \sum_1^{Nodi} (V_i - V_{0i})^2 + \alpha_3 \sum_1^{NG} (Q_i)^2$$

Le variabili sotto controllo sono:

- ✓ potenze reattive nei nodi dispacciati;
- ✓ livello reattivo di area in regolazione secondaria di tensione;
- ✓ tensione di riferimento dei nodi pilota in regolazione secondaria di tensione.

Tale algoritmo, inoltre, controlla il rispetto dei vincoli di tensione in ogni nodo, e il contenimento entro i limiti di capability della potenza reattiva erogata da ogni gruppo.

Al fine di valutare come la regolazione della potenza reattiva da parte dei generatori influenza le perdite di rete, la funzione obiettivo è stata tarata ponendo a zero i coefficienti  $\alpha_1$  e  $\alpha_2$ . Di seguito sono riportati gli andamenti suddivisi per CR delle perdite in funzione del fattore di potenza medio ottenuto post ORPF.

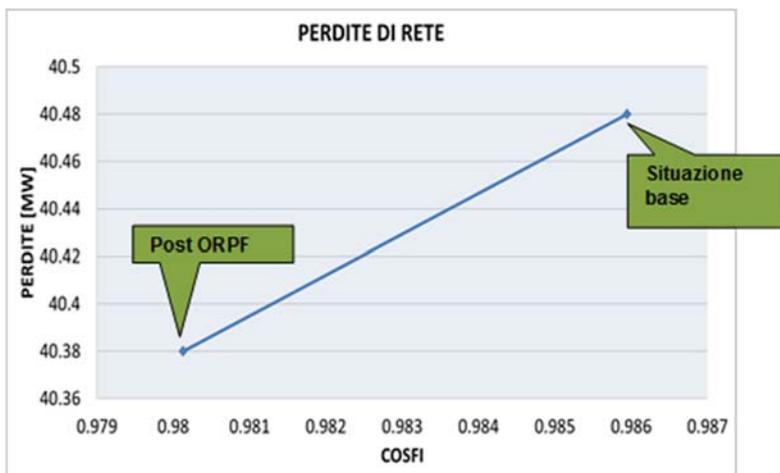


Figura 56. Perdite di rete in funzione del fattore di potenza CR Roma.

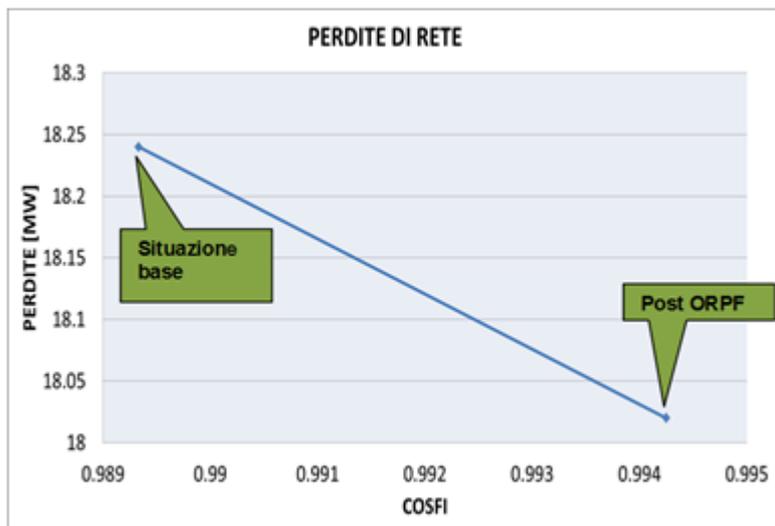


Figura 57. Perdite di rete in funzione del fattore di potenza CR Palermo.

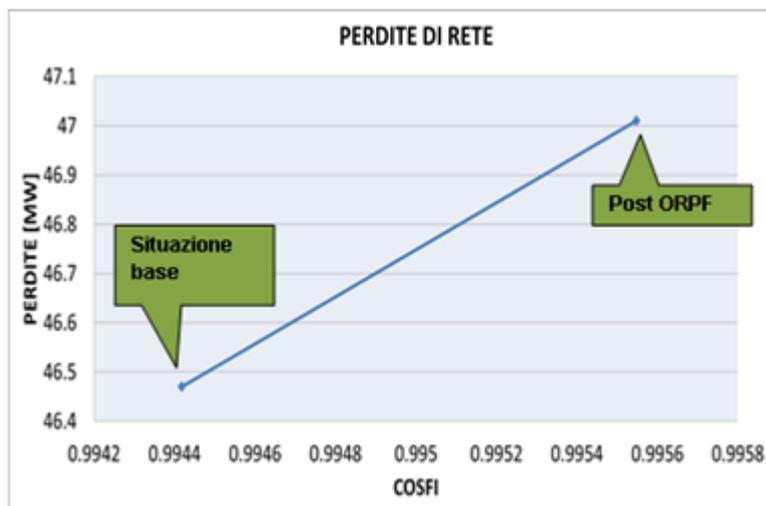


Figura 58. Perdite di rete in funzione del fattore di potenza CR Torino.

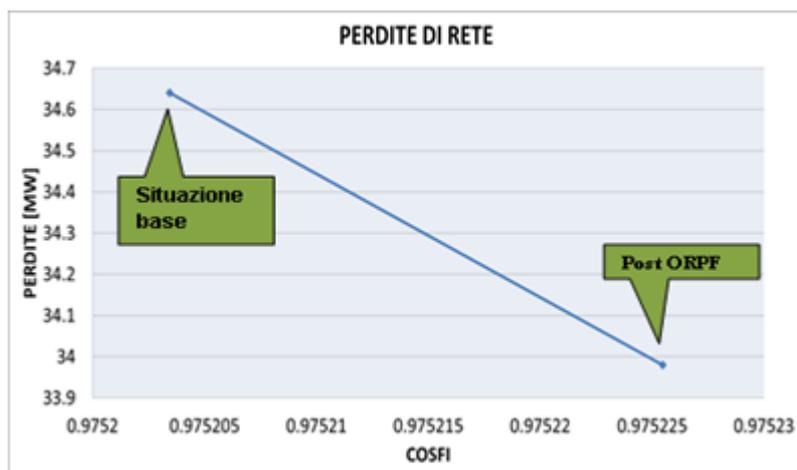


Figura 59. Perdite di rete in funzione del fattore di potenza CR Firenze.

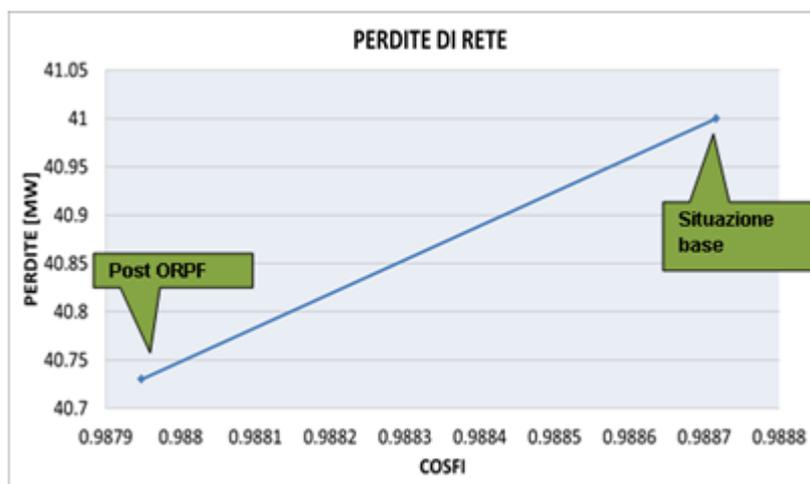


Figura 60. Perdite di rete in funzione del fattore di potenza CR Venezia.

Dall'analisi dei precedenti grafici si evince come anche l'ottimizzazione del reattivo da parte della GD ha effetti variegati sulle perdite di rete, e anche questo tale risultato è imputabile alle caratteristiche differenti della rete nelle diverse aree. Infatti, si può notare dalla Figura 56 alla Figura 60 come l'ORPF non porti sempre ad una riduzione delle perdite di rete. Ad esempio, nel caso della rete di Torino, si ha un incremento delle perdite di rete. Tale comportamento è comunque attribuibile al fatto che tale algoritmo tende a ridispacciare la potenza reattiva per rientrare nei limiti di tensione in tutti nodi. Inoltre, si può anche notare come la minimizzazione delle perdite non corrisponda sempre ad un aumento del fattore di potenza. Questo risultato è in accordo con quanto mostrato nelle precedenti simulazioni a forza bruta.

### **3.3 Analisi in N, N-1 ed N-2 al fine di valutare l'impatto della variazione del fattore di potenza sui profili di tensione**

A seguito dell'analisi statistica e delle valutazioni economiche effettuate nei precedenti paragrafi, si è determinato come la variazione della potenza reattiva erogata/assorbita dai carichi possa ridurre la dipendenza da gruppi tradizionali chiamati al solo scopo di regolare la tensione in determinate aree.

Le simulazioni sono state effettuate considerando gli scenari in N, N-1 ed N-2.

Di seguito una legenda delle simulazioni.

- **Analisi in condizioni N (Caso base)**
  - I. Caso base
  - II. Caso I modificando il cosfi delle CP a valore unitario (**N: carico resistivo**)
  - III. Caso I modificando il cosfi delle CP in modo che i soli carichi capacitivi diventino induttivi (**N: carico induttivo  $Q > 0$** )
  - IV. Caso I modificando il cosfi delle CP a valore 0.98 (**N: carico con cosfi = 0.98**)
  - V. Caso I accettando per il cosfi il range 0.95-0.98, modificando il cosfi delle CP in modo che i carichi induttivi con cosfi  $< 0.95$  siano portati a 0.95 e quelli capacitivi abbiano cosfi = 0.98 (**N: carico induttivo cosfi = 0.98**)
- **Analisi in condizioni N-1:**
  - VI. Fuori servizio elemento di rete che ha più sensitivity sulle tensioni: in genere è la UP chiamata per vincoli di tensione (N-1)
  - VII. Caso VI modificando il cosfi delle CP a valore unitario (**N-1: carico resistivo**)
  - VIII. Caso VI modificando il cosfi delle CP in modo che i soli carichi capacitivi diventino induttivi (**N-1: carico induttivo  $Q > 0$** )
  - IX. Caso VI modificando il cosfi delle CP a valore 0.98 (**N-1: carico con cosfi = 0.98**)
  - X. Caso VI accettando per cosfi il range 0.95-0.98, modificando il cosfi delle CP in modo che i carichi induttivi con cosfi  $< 0.95$  siano portati a 0.95 e quelli capacitivi abbiano cosfi = 0.98 (**N-1: carico induttivo cosfi = 0.98**)
- **Analisi in condizioni N-2:**
  - XI. Fuori servizio elemento di rete che ha più sensitivity sulle tensioni: in genere è la UP chiamata per vincoli di tensione (**N-2**)
  - XII. Caso XI modificando il cosfi delle CP a valore unitario (**N-2: carico resistivo**)

- XIII. Caso XI modificando il cosfi delle CP in modo che i soli carichi capacitivi diventino induttivi (**N-2: carico induttivo  $Q > 0$** )
- XIV. Caso XI modificando il cosfi delle CP a valore 0.98 (**N-2: carico con cosfi = 0.98**)
- XV. Caso XI accettando per cosfi il range 0.95-0.98, modificando il cosfi delle CP in modo che i carichi induttivi con cosfi  $< 0.95$  siano portati a 0.95 e quelli capacitivi abbiano cosfi = 0.98 (**N-2: carico induttivo cosfi = 0.98**)

I casi studio presi in considerazione sono di seguito descritti.

**1. Rete ricostruita al 16 luglio 2014, ore 03:30 (notturno) relativa a:**

- i. Sardegna
- ii. Continente

**2. Rete ricostruita al 16 luglio 2014, ore 10:30 (diurno) relativa a:**

- i. Sardegna
- ii. Continente

| TIPO          | Numero     | Potenza Reattiva (MVar) | Potenza Attiva (MW) | cos( $\varphi$ ) |
|---------------|------------|-------------------------|---------------------|------------------|
| Induttivi     | 189        | 253.3                   | 808.4               | 0.9543           |
| Capacitivi    | 9          | -51.60                  | 51.4                | -0.7057          |
| <b>Totale</b> | <b>198</b> | <b>201.7</b>            | <b>859.8</b>        | <b>0.9736</b>    |

Tabella 3. Situazione di base dei carichi scenario 1.i

| TIPO          | Numero     | Potenza Reattiva (MVar) | Potenza Attiva (MW) | cos( $\varphi$ ) |
|---------------|------------|-------------------------|---------------------|------------------|
| Induttivi     | 198        | 227.3                   | 859.8               | 0.9668           |
| Capacitivi    | 0          | 0                       | 0                   |                  |
| <b>Totale</b> | <b>198</b> | <b>223.3</b>            | <b>859.8</b>        | <b>0.9668</b>    |

Tabella 4. Situazione dopo la modifica con cosfi induttivo tra 0.95 e 0.98 scenario 1.i

| SCENARIO |      | LEGENDA                |             |
|----------|------|------------------------|-------------|
| N        | I    | caso base              | A           |
|          | II   | I + cosfi 1            | Non testato |
|          | III  | I + Q ≥ 0              | Non testato |
|          | IV   | I + cosfi 0,98         | Non testato |
|          | V    | I + cosfi 0,95 - 0,98  | E           |
| N-1      | VI   | caso base + N-1        | B           |
|          | VII  | VI + cosfi 1           | Non conv.   |
|          | VIII | VI + Q ≥ 0             | D           |
|          | IX   | VI + cosfi 0,98        | C           |
|          | X    | VI + cosfi 0,95 - 0,98 | F           |
| N-2      | XI   | caso base + N-2        | Non conv.   |
|          | XII  | XI + cosfi 1           | Non conv.   |
|          | XIII | XI + Q ≥ 0             | Non conv.   |
|          | XIV  | XI + cosfi 0,98        | Non conv.   |
|          | XV   | XI + cosfi 0,95 - 0,98 | Non conv.   |

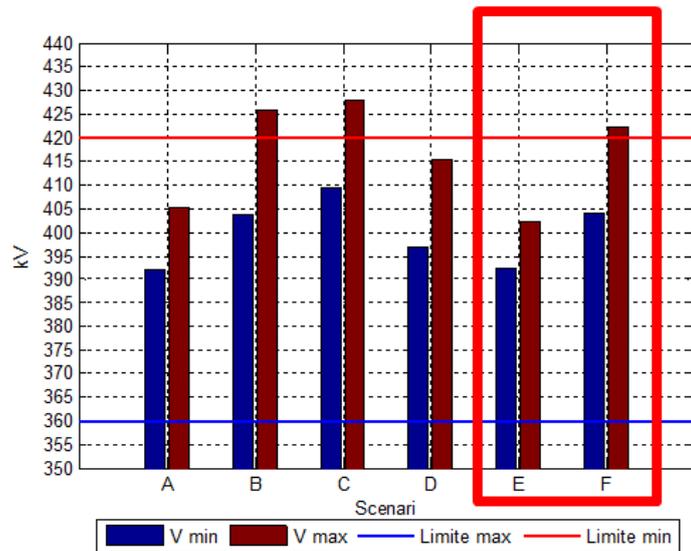


Figura 61. Andamento delle tensioni scenario notturno Sardegna.

In Figura 61 sono riportati gli andamenti delle tensioni minime e massime nello scenario notturno sulla rete Sarda. Nella tabella di sinistra sono riportati in verde gli scenari che hanno raggiunto la convergenza nel calcolo di Load Flow. Dalla stessa figura si nota che nello scenario base caso (A) e (E) si raggiunge la convergenza, mentre negli scenari N-1, invece, il rispetto dei limiti di tensione si ha soltanto nei casi D.

| TIPO          | Numero      | Potenza Reattiva (MVAR) | Potenza Attiva (MW) | cos(φ)        |
|---------------|-------------|-------------------------|---------------------|---------------|
| Induttivi     | 1370        | 900.3                   | 4773.4              | 0.9827        |
| Capacitivi    | 260         | -408.5                  | 1063.7              | -0.9335       |
| <b>Totale</b> | <b>1630</b> | <b>491.8</b>            | <b>5837.1</b>       | <b>0.9965</b> |

Tabella 5. Situazione di base dei carichi scenario 1.ii.

| TIPO          | Numero      | Potenza Reattiva (MVAR) | Potenza Attiva (MW) | cos(φ)        |
|---------------|-------------|-------------------------|---------------------|---------------|
| Induttivi     | 1630        | 1462.1                  | 5837.1              | 0.9700        |
| Capacitivi    | 0           | 0                       | 0                   |               |
| <b>Totale</b> | <b>1630</b> | <b>1462.1</b>           | <b>5837.1</b>       | <b>0.9700</b> |

Tabella 6. Situazione dopo la modifica con cosfi induttivo tra 0.95 e 0.98 scenario 1.ii.

| SCENARIO |      | LEGENDA                |               |
|----------|------|------------------------|---------------|
| N        | I    | caso base              | A             |
|          | II   | I + cosfi 1            | Non testato   |
|          | III  | I + Q ≥ 0              | Non testato   |
|          | IV   | I + cosfi 0,98         | Non testato   |
|          | V    | I + cosfi 0,95 - 0,98  | J             |
| N-1      | VI   | caso base+N-1          | F             |
|          | VII  | VI + cosfi 1           | H             |
|          | VIII | VI + Q ≥ 0             | I             |
|          | IX   | VI + cosfi 0,98        | G             |
|          | X    | VI + cosfi 0,95 - 0,98 | K             |
|          | N-2  | XI                     | caso base+N-2 |
| XII      |      | XI + cosfi 1           | D             |
| XIII     |      | XI + Q ≥ 0             | E             |
| XIV      |      | XI + cosfi 0,98        | C             |
| XV       |      | XI + cosfi 0,95 - 0,98 | L             |

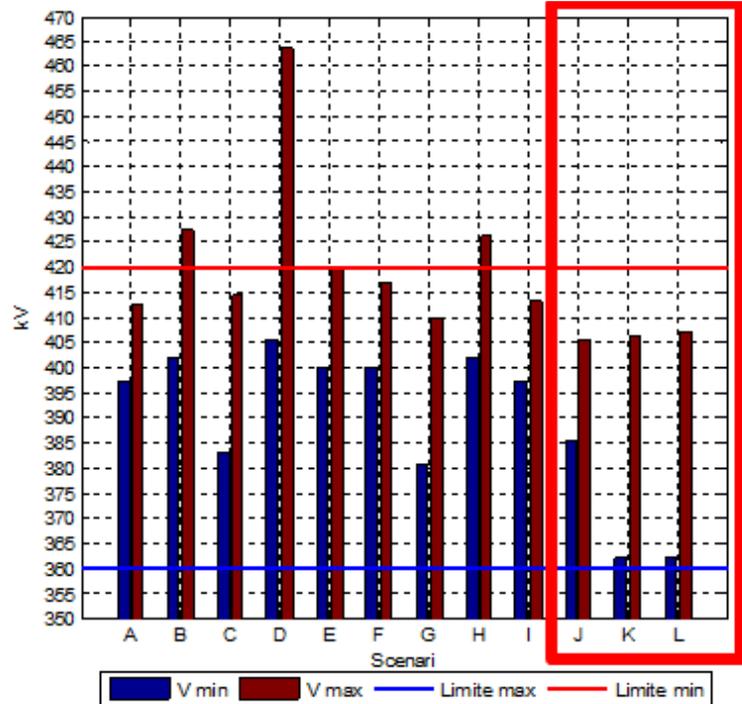


Figura 62. Andamento delle tensioni scenario notturno Continente.

A differenza della rete Sarda, sul continente gli scenari in cui le tensioni risultano essere contenute entro i limiti sono anche quelli in N-2. Lo scenario D, come si evince dalla figura, mostra come nel caso in cui il fattore di potenza viene portato ad 1, con rete in N-2, si ha la perdita del controllo delle tensioni; infatti, il valore massimo di tensione sale sopra i 460 kV.

Di seguito sono anche riportate simulazioni analoghe effettuate su scenario diurno

| TIPO          | Numero     | Potenza Reattiva (MVar) | Potenza Attiva (MW) | cos(φ)        |
|---------------|------------|-------------------------|---------------------|---------------|
| Induttivi     | 180        | 364.6                   | 813.6               | 0.9126        |
| Capacitivi    | 18         | -73.7                   | 63.6                | 0.6533        |
| <b>Totale</b> | <b>198</b> | <b>290.9</b>            | <b>877.2</b>        | <b>0.9492</b> |

Tabella 7. Situazione di base dei carichi scenario 2.i.

| TIPO          | Numero     | Potenza Reattiva (MVar) | Potenza Attiva (MW) | cos(φ)        |
|---------------|------------|-------------------------|---------------------|---------------|
| Induttivi     | 198        | 288.9                   | 877.2               | 0.9498        |
| Capacitivi    | 0          | 0                       | 0                   |               |
| <b>Totale</b> | <b>198</b> | <b>288.9</b>            | <b>877.2</b>        | <b>0.9498</b> |

Tabella 8. Situazione dopo la modifica con cosfi induttivo tra 0.95 e 0.98 scenario 2.i.

| SCENARIO |      | LEGENDA                |             |
|----------|------|------------------------|-------------|
| N        | I    | caso base              | A           |
|          | II   | I + cosfi 1            | Non testato |
|          | III  | I + Q ≥ 0              | Non testato |
|          | IV   | I + cosfi 0,98         | Non testato |
|          | V    | I + cosfi 0,95 - 0,98  | D           |
| N-1      | VI   | caso base + N-1        | B           |
|          | VII  | VI + cosfi 1           | Non conv.   |
|          | VIII | VI + Q ≥ 0             | C           |
|          | IX   | VI + cosfi 0,98        | Non conv.   |
|          | X    | VI + cosfi 0,95 - 0,98 | E           |
| N-2      | XI   | caso base + N-2        | Non conv.   |
|          | XII  | XI + cosfi 1           | Non conv.   |
|          | XIII | XI + Q ≥ 0             | Non conv.   |
|          | XIV  | XI + cosfi 0,98        | Non conv.   |
|          | XV   | XI + cosfi 0,95 - 0,98 | Non conv.   |

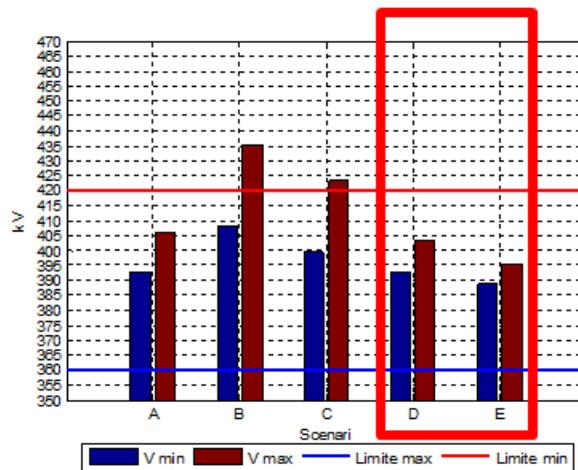


Figura 63. Andamento delle tensioni scenario diurno Sardegna.

| TIPO          | Numero      | Potenza Reattiva (MVar) | Potenza Attiva (MW) | cos(φ)        |
|---------------|-------------|-------------------------|---------------------|---------------|
| Induttivi     | 1478        | 2204.7                  | 6043.9              | 0.9394        |
| Capacitivi    | 152         | -272.1                  | 171.1               | 0.5323        |
| <b>Totale</b> | <b>1630</b> | <b>1932.6</b>           | <b>6215.0</b>       | <b>0.9549</b> |

Tabella 9. Situazione di base dei carichi scenario 2.ii.

| TIPO          | Numero      | Potenza Reattiva (MVar) | Potenza Attiva (MW) | cos(φ)        |
|---------------|-------------|-------------------------|---------------------|---------------|
| Induttivi     | 1630        | 2129.9                  | 6215.0              | 0.9460        |
| Capacitivi    | 0           | 0                       | 0                   |               |
| <b>Totale</b> | <b>1630</b> | <b>2129.9</b>           | <b>6215.0</b>       | <b>0.9460</b> |

Tabella 10. Situazione dopo la modifica con cosfi induttivo tra 0.95 e 0.98 scenario 2.i.

| SCENARIO |      | LEGENDA                |             |
|----------|------|------------------------|-------------|
| N        | I    | caso base              | A           |
|          | II   | I + cosfi 1            | Non testato |
|          | III  | I + Q ≥ 0              | Non testato |
|          | IV   | I + cosfi 0,98         | Non testato |
|          | V    | I + cosfi 0,95 - 0,98  | H           |
| N-1      | VI   | caso base + N-1        | E           |
|          | VII  | VI + cosfi 1           | Non conv    |
|          | VIII | VI + Q ≥ 0             | G           |
|          | IX   | VI + cosfi 0,98        | F           |
|          | X    | VI + cosfi 0,95 - 0,98 | I           |
| N-2      | XI   | caso base + N-2        | B           |
|          | XII  | XI + cosfi 1           | Non conv    |
|          | XIII | XI + Q ≥ 0             | D           |
|          | XIV  | XI + cosfi 0,98        | C           |
|          | XV   | XI + cosfi 0,95 - 0,98 | J           |

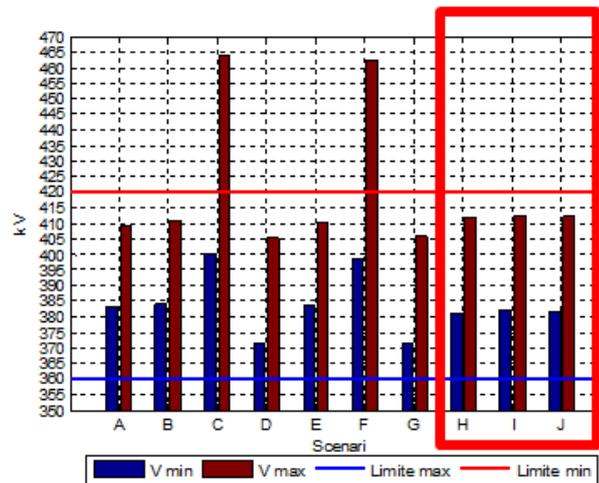


Figura 64. Andamento delle tensioni scenario diurno Continente.

Dall'analisi della Figura 63 e della Figura 64 si evince come la situazione diurna sia meno critica, dal punto di vista delle tensioni, rispetto a quella notturna.

In sintesi, si ha che dall'analisi effettuata si possono trarre le conclusioni di seguito elencate.

- La condizione  $\text{cosfi}=1$  non è ottimale, in quanto in N-1 ed N-2 comporta la mancata convergenza del LF nella stragrande maggioranza dei casi, mentre in N comporta il superamento dei limiti massimi della tensione. L'attuale, seppur randomico, assorbimento di potenza reattiva delle CP, permette di evitare sovratensioni.
- Non esiste, come facilmente prevedibile, un unico intervallo di variazione del  $\text{cosfi}$ , valido per tutte le condizioni di carico e per tutti i nodi della RTN, che permetta di contenere le tensioni all'interno dei limiti accettabili.
- Tra le condizioni analizzate, quella che restituisce i risultati migliori, nei pochi casi studio proposti, è quella che vede l'annullamento dei soli contributi capacitivi e che lascia immutati gli assorbimenti induttivi di potenza reattiva.

#### 4 L'impatto del fattore di potenza sul MSD: analisi dei costi

Prima di definire il costo su MSD dovuto alla regolazione di tensione, potenzialmente mitigabile tramite una modifica del fattore di potenza degli utenti connessi alle reti AAT e AT, è necessario descrivere l'andamento di tale mercato nel tempo, sia rispetto alle quantità approvvigionate, sia rispetto ai prezzi, in modo da individuare i potenziali fattori di influenza. L'analisi sull'andamento del MSD è stata condotta con riferimento ai dati pubblici per gli anni dal 2011 al 2013, come di seguito illustrato.

#### 4.1 Il mercato dei servizi di dispacciamento

Terna si approvvigiona delle risorse necessarie per l'esercizio in sicurezza del sistema sul MSD. Rispetto al MGP, il MSD è, per sua natura, caratterizzato da una struttura dell'offerta molto più concentrata in quanto vi possono partecipare solo le unità di produzione che, per le loro prestazioni specifiche e/o la loro localizzazione, possono efficacemente ed efficientemente erogare a Terna quei servizi necessari all'esercizio in sicurezza del sistema (risoluzione delle congestioni intrazonali, riserva di potenza, bilanciamento etc.).

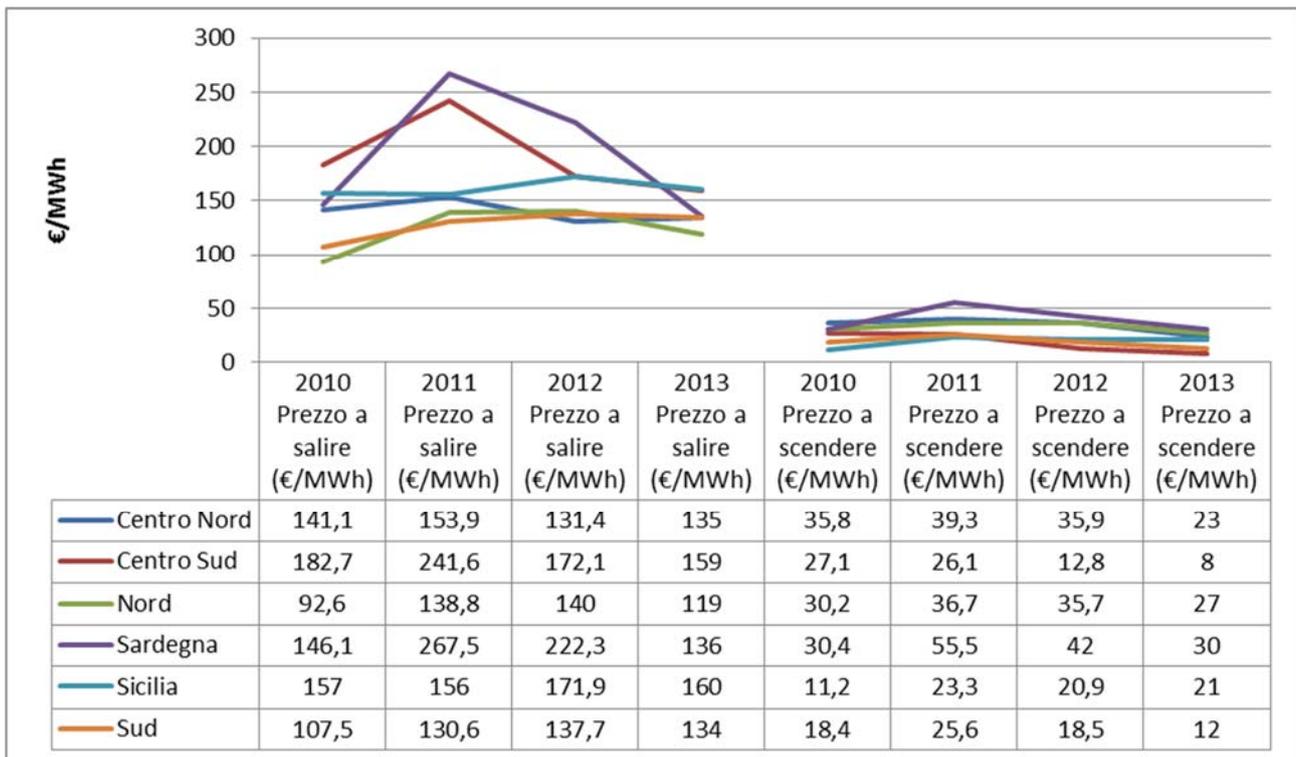
La Tabella 11 riporta l'evoluzione dal 2009 al 2013 delle principali componenti che concorrono a determinare l'onere netto sostenuto da Terna per l'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento, la cui copertura avviene mediante il corrispettivo unitario di cui all'articolo 44 della deliberazione 111/06 (c.d. *uplift*). Tali componenti sono state rielaborate da Terna ai fini delle analisi sull'andamento dell'*uplift* riclassificando opportunamente le voci di cui al comma 44.1 della deliberazione 111/06, anche avvalendosi del sistema di accounting predisposto ai fini della deliberazione 351/07. Le componenti fanno riferimento a partite economiche omogenee relative a fenomeni fisici sottostanti e, in particolare:

- la componente approvvigionamento servizi si riferisce alle contrattazioni sul MSD finalizzate all'approvvigionamento dei servizi di dispacciamento (è una quota parte della lettera b del comma 44.1 della deliberazione 111/06);
- la componente energia rappresenta la differenza economica tra lo sbilanciamento del sistema e l'energia acquistata e venduta sul MSD a copertura dello sbilanciamento stesso;
- la componente contratti rappresenta la componente fissa dei contratti stipulati in alternativa alla dichiarazione di essenzialità<sup>23</sup> (è una quota parte della lettera b del comma 44.1 della deliberazione 111/06);
- la componente gettone di avviamento rappresenta il saldo tra il costo dei gettoni riconosciuti a remunerazione delle manovre di avviamento sul MSD e l'eventuale provento derivante dall'applicazione del corrispettivo di mancato rispetto degli ordini di avviamento, MROA (è una quota parte della lettera a del comma 44.1 della deliberazione 111/06, riferita al MROA, e quota parte della lettera b del comma 44.1 della deliberazione 111/06, riferita al gettone);
- la componente altre partite raggruppa partite economiche singolarmente poco rilevanti, come, ad esempio, i corrispettivi di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento, corrispettivi di non arbitraggio, saldo corrispettivo aggregazione misure, ecc. (è una quota parte della lettera a del comma 44.1 della deliberazione 111/06 e alla lettera c del comma 44.1 della deliberazione 111/06).

---

<sup>2</sup> Le quantità contrattualizzate oggetto di selezione sul MSD e valorizzate al prezzo di esercizio sono invece ricomprese nella componente approvvigionamento servizi.

<sup>3</sup> I costi per gli impianti essenziali non sono inclusi nell'*uplift* ma in un corrispettivo ad hoc denominato uess. Nell'*uplift* rientrano solo i contratti alternativi.

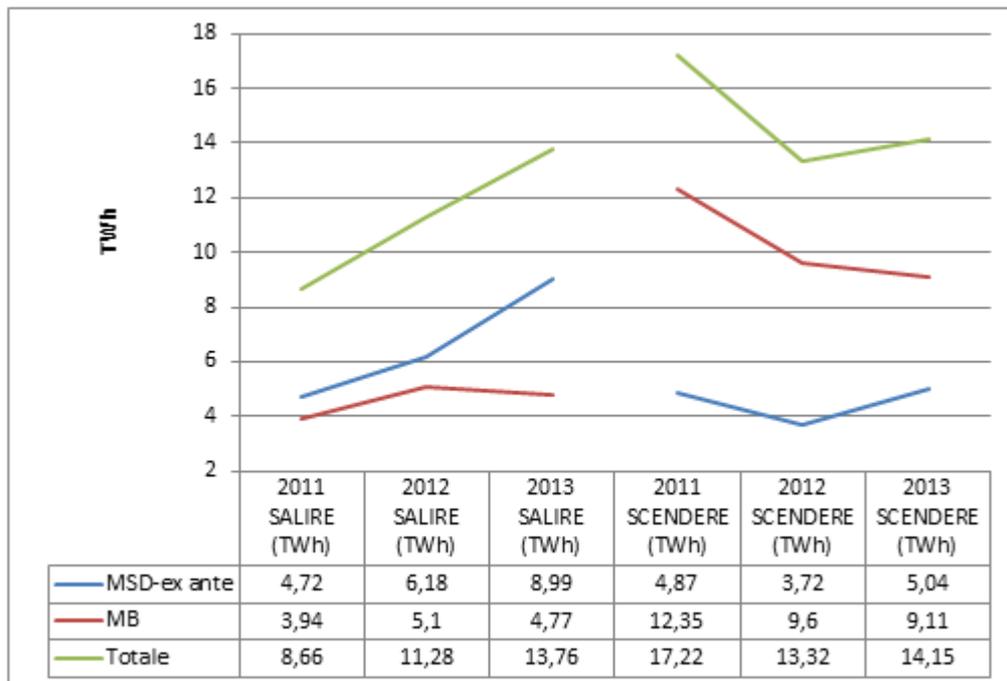


\* Il segno negativo rappresenta un onere netto per il sistema. Il segno positivo rappresenta un provento netto. I valori sono calcolati al 31 dicembre di ciascun anno e non tengono conto dei conguagli successivi

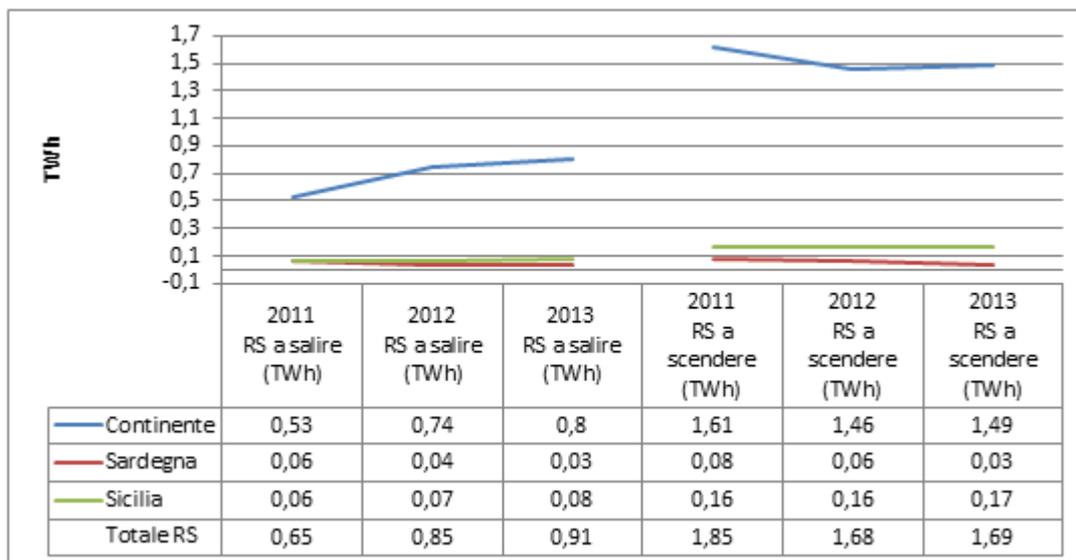
**Tabella 11. Controvalore delle principali componenti dell'uplift dal 2009 al 2013.**  
 Fonte: *Monitoraggio annuale mercati AEEGSI, 2011- 2013*

## 4.2 Energia approvvigionata – analisi delle movimentazioni su MSD

Nel corso degli anni, le movimentazioni su MSD hanno subito una serie di variazioni legate a particolari situazioni che si sono verificate sul sistema elettrico. I dati relativi alle quantità movimentate a salire e a scendere su MSD-ex ante e su MB per tipologia di servizi, per macrozona e per tipologia di impianti sono riportati nella Tabella 12, nella Tabella 13, nella Tabella 14, e nella Tabella 15.



**Tabella 12. Quantità movimentate su MSD (MSD ex ante e MB) nel 2011, 2012 e 2013.**  
Fonte: *Monitoraggio annuale mercati AEEGSI, 2011- 2013*



**Tabella 13. Quantità movimentate a salire e a scendere per Riserva Secondaria (RS) su MB nel 2011, 2012 e 2013 distinte per macrozona.** Fonte: *Monitoraggio annuale mercati AEEGSI, 2011- 2013*

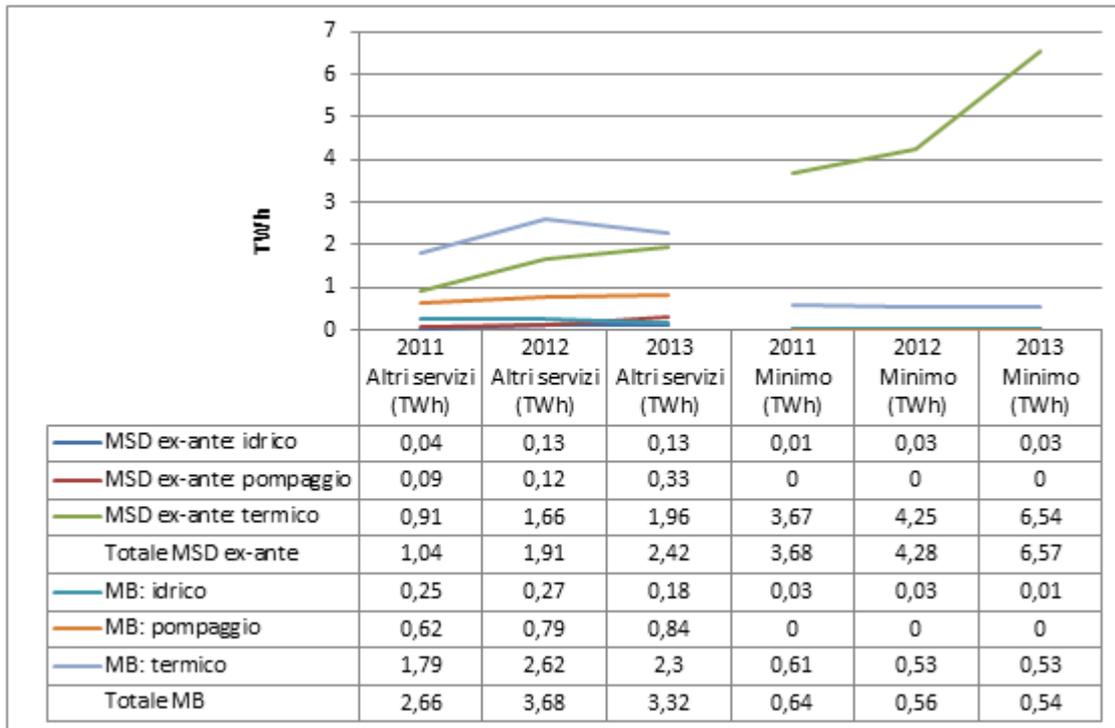


Tabella 14. Quantità movimentate a salire per Altri Servizi (NRS) su MSD nel 2011, 2012 e 2013, con separazione tra le offerte di minimo tecnico e le altre offerte a salire. Fonte: *Monitoraggio annuale mercati AEEGSI, 2011- 2013*

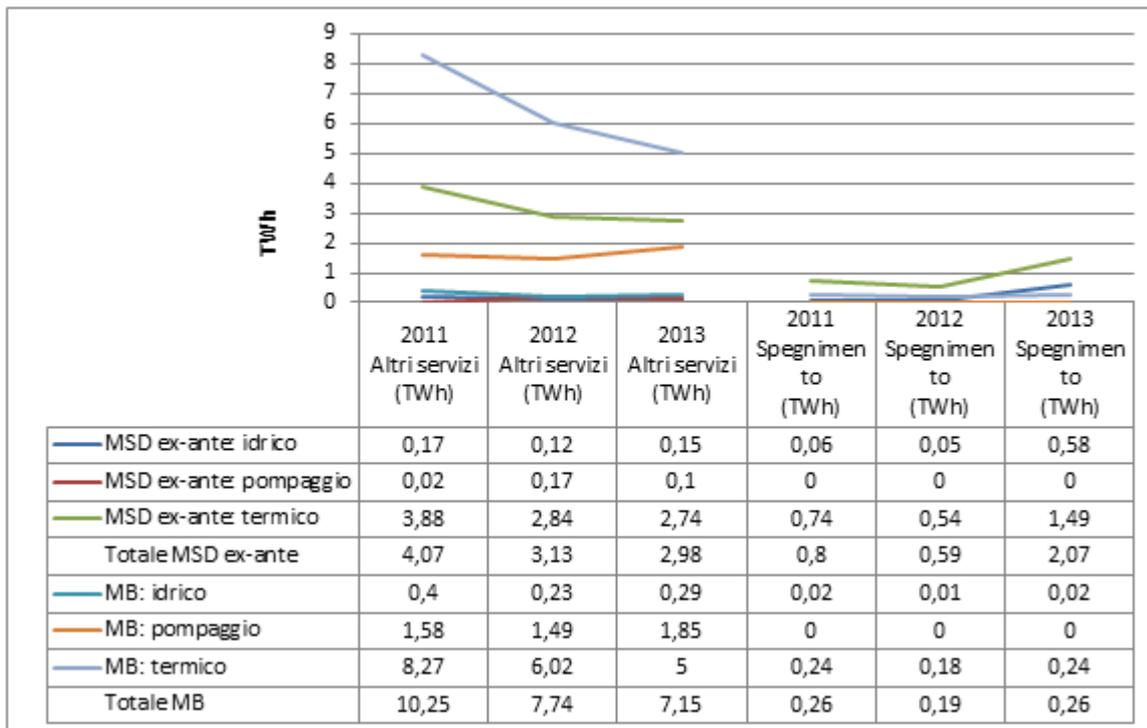


Tabella 15. Quantità movimentate a scendere su MSD nel 2011, 2012 e 2013 per tecnologia, con separazione tra le offerte di spegnimento e le altre offerte a scendere. Fonte: *Monitoraggio annuale mercati AEEGSI, 2011- 2013*

Nel corso del 2011 si è verificato un forte calo dei volumi mediamente movimentati da Terna a salire (acquisto di energia dagli operatori) su MSD (-38% rispetto al 2010), che si accompagna a una diminuzione meno marcata dei volumi mediamente movimentati a scendere (vendita di energia agli operatori) su MSD (-25% rispetto al 2010),

principalmente dovuto all'introduzione del meccanismo di premi e penalità sull'attività di approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispacciamento svolta da Terna e alla riforma del MSD che ha determinato uno spostamento delle azioni di Terna quanto più vicino possibile al tempo reale, in particolare dalla fase di programmazione alla fase di gestione in tempo reale, contribuendo alla riduzione dei volumi movimentati. Analizzando il comportamento nelle due diverse fasi del MSD, nel 2011, rispetto al 2010, si è assistito ad una diminuzione dei volumi a salire e a scendere su MSD-ex ante (rispettivamente -32% e -67%), mentre su MB le quantità movimentate a salire hanno registrato una diminuzione (-44%) e quelle a scendere un aumento (52%).

Nel corso del 2012, la forte riduzione degli sbilanciamenti positivi delle FER a cura del GSE ha contribuito a modificare, in modo significativo, la dinamica delle movimentazioni effettuate da Terna su MSD.<sup>4</sup> In particolare, si è registrato un forte aumento dei volumi mediamente movimentati da Terna a salire (acquisto di energia dagli operatori) su MSD (+30% circa rispetto al 2011), che si accompagna a un calo dei volumi mediamente movimentati a scendere (vendita di energia agli operatori) su MSD (-23% circa rispetto al 2011), come da Tabella 12. Ciò ha contribuito a far aumentare l'onere netto sostenuto da Terna per approvvigionarsi dei servizi di dispacciamento su MSD in un sistema caratterizzato da un crescente numero di unità di produzione termoelettriche che, per effetto della riduzione della domanda residua oraria, non sono programmate in servizio in esito ai mercati dell'energia oppure lo sono al di sotto della loro potenza minima (minimo tecnico) o per un numero di ore inferiore al loro tempo minimo di permanenza in servizio. In tali condizioni, è necessario, per un numero crescente di casi, aggiustare i programmi delle unità termoelettriche su MSD in modo da assicurarne la fattibilità tecnica e poter così costituire i necessari margini di riserva rotante (secondaria o terziaria) sulle medesime unità. L'analisi delle due fasi di MSD mostra come l'incremento delle movimentazioni a salire e il calo delle movimentazioni a scendere sia comune. Nella fase di programmazione (MSD ex-ante) le movimentazioni a salire sono cresciute del 31%, mentre le movimentazioni a scendere sono calate del 24% rispetto al 2011. Nella fase di gestione in tempo reale (MB) le movimentazioni a salire sono cresciute del 29%, mentre le movimentazioni a scendere sono calate del 22% rispetto al 2011.

Nel corso del 2013 si è verificato un sensibile aumento delle movimentazioni sul MSD; le movimentazioni effettuate da Terna a salire (acquisto di energia dagli operatori) sono aumentate del 22%, mentre quelle a scendere (vendita di energia agli operatori) del 6%, come da Tabella 12, comportando un peggioramento dei conti della componente "approvvigionamento servizi". Dai dati è possibile osservare due dinamiche antitetiche afferenti le movimentazioni in fase di programmazione (MSD ex-ante) e quelle nella fase di gestione del tempo reale (MB): mentre per la prima fase si osservano importanti variazioni positive in entrambe le direzioni (+45% a salire e +35% a scendere), nella fase di bilanciamento questa dinamica si inverte e si assiste ad una riduzione dell'energia scambiata tra Terna e gli operatori (-6,5% a salire e -5,1% a scendere).

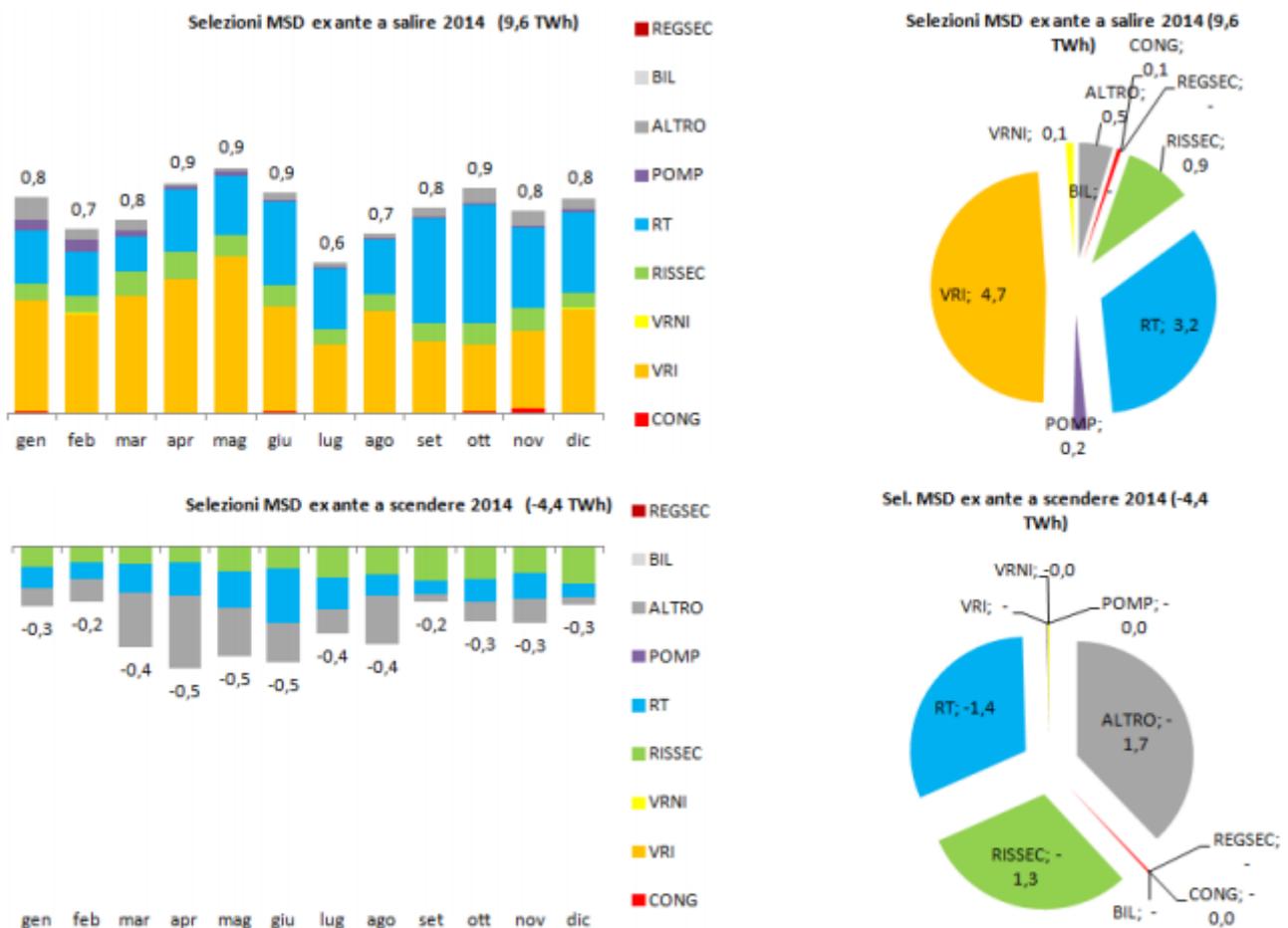
L'aumento delle quantità scambiate in fase di programmazione è riconducibile principalmente a due fenomeni. Il primo è connesso all'aumento delle FRNP e al conseguente aumento dei fabbisogni di riserva secondaria e terziaria da soddisfare nella fase di programmazione del MSD, nonché alla necessità, concentrata in determinati periodi dell'anno (soprattutto d'estate), di gestire il sistema elettrico in condizioni di basso carico e elevata

---

<sup>4</sup> Con riferimento alle unità di produzione non rilevanti, AEEGSI ha dato mandato, con la deliberazione ARG/elt 4/10, al GSE di effettuare previsioni aggregate per ogni zona, acquisendo via satellite, in tempo reale, i dati relativi alla disponibilità della fonte e alla conseguente produzione.

produzione da FRNP. Il secondo fenomeno è invece riconducibile alla necessità di movimentare nella fase di programmazione del MSD ex-ante alcune UP localizzate sulle Isole Maggiori al fine di risolvere vincoli di rete locali, come da Tabella 15.

Approfondendo il focus con riferimento ai soli volumi scambiati su MSD ex-ante nel 2014, è possibile definire le percentuali di energia approvvigionate per far fronte alle diverse criticità. In particolare, la Figura 65 mostra come i volumi approvvigionati nella fase ex-ante per correggere vincoli a rete integra si riferiscono prevalentemente a servizi a salire, mentre le corrispondenti quantità a scendere sono più contenute. Nella parte a salire di MSD ex-ante, i vincoli a rete integra rappresentano la causa principale di attivazione di riserva. Tali volumi, oltre ai corrispondenti su MB, sono stati utilizzati per svolgere le analisi del successivo paragrafo 4.4.



*Note: REGSEC=Regolazione Secondaria; BIL=Bilanciamento; POMP=Pompaggio; RT=Riserva Terziaria; RISSSEC=Riserva Secondaria; VRNI=Vincoli a rete integra; VRNI=Vincoli a rete non integra; CONG=Risoluzione Congestioni*

Figura 65. Volumi MSD ex ante 2014.

### 4.3 Andamento dei prezzi su MSD

Per "Altri servizi" (NRS) si intendono tutti i servizi forniti dalle unità abilitate e approvvigionati da Terna su MSD-ex ante e MB ad eccezione della riserva secondaria. I prezzi a salire e a scendere per il 2010, 2011, 2012 e 2013 sono riportati in Tabella 18.

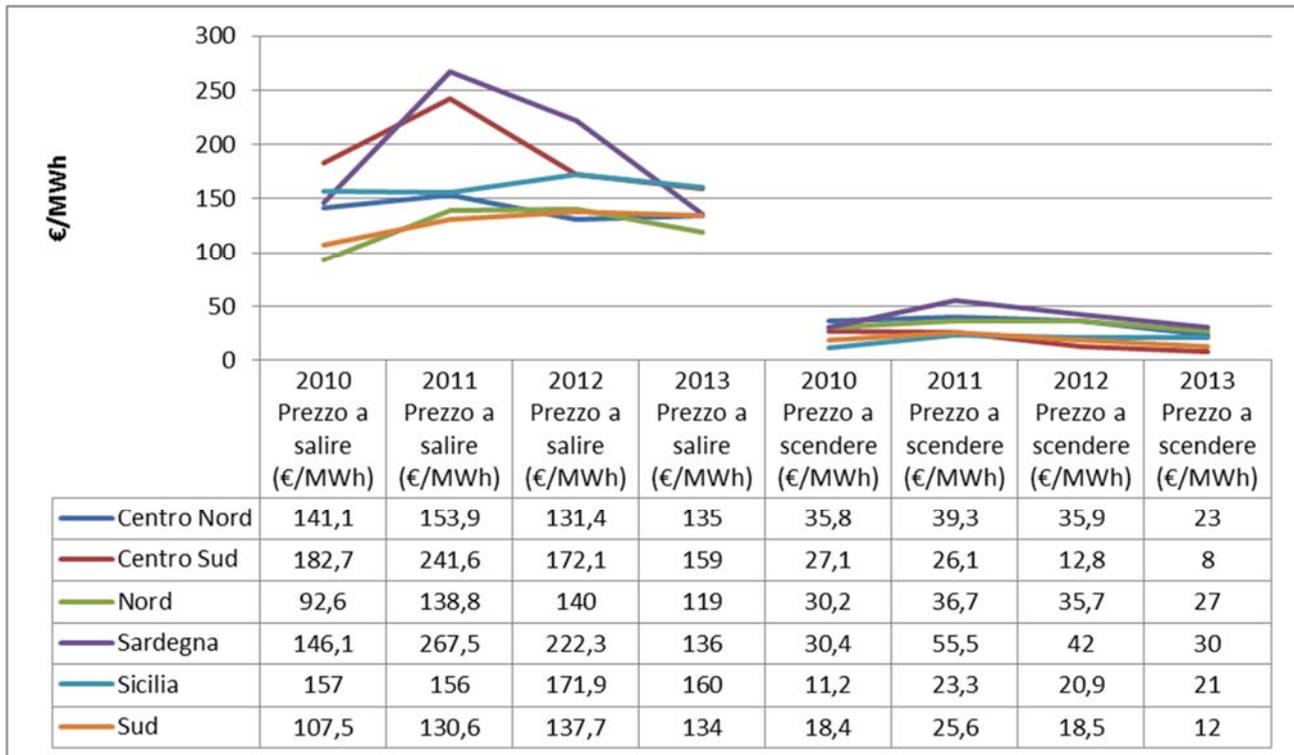
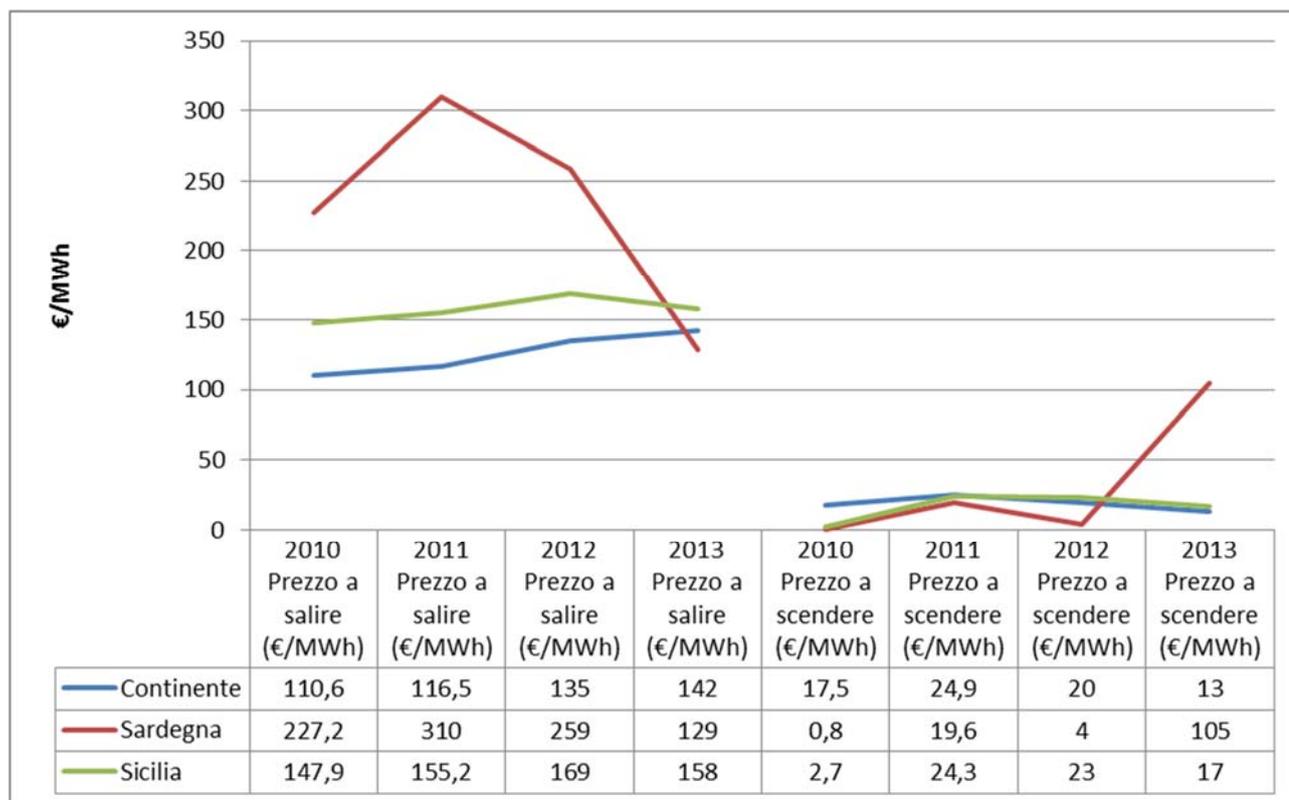


Tabella 16. Prezzi a salire, prezzi a scendere su MSD ex-ante e MB per altri servizi.

Fonte: *Monitoraggio annuale mercati AEEGSI, 2011- 2013*

Per Riserva Secondaria si intende il servizio per l'utilizzo in tempo reale del margine di riserva secondaria approvvigionato da Terna su MSD ex-ante o su MB. Tale riserva è considerata particolarmente pregiata per i suoi tempi di intervento molto rapidi (nell'ordine dei secondi). L'andamento nel tempo dei prezzi è sinteticamente riportato in Tabella 18.



**Tabella 17. Prezzi a salire prezzi a scendere su MB per la riserva secondaria.**

Fonte: *Monitoraggio annuale mercati AEEGSI, 2011- 2013*

#### 4.4 La valorizzazione dei costi su MSD legati alla regolazione di tensione

Dopo aver descritto l'andamento del MSD nel corso degli anni, e aver evidenziato le potenziali problematiche che possono influenzare le quantità approvvigionate e i relativi prezzi, è possibile definire una metodologia atta a stimare qual è l'impatto su MSD dei soli servizi approvvigionati per risolvere vincoli di rete dovuti a problemi di tensione.

In particolare, in questo paragrafo è descritta la modalità con la quale è stata condotta la valutazione economica dei costi sostenuti su MSD nel 2014, relativamente ai vincoli di tensione a rete integra imputabili alla compensazione della potenza reattiva.

Alla base di tale valutazione sono state fatte le seguenti ipotesi e considerazioni:

- il computo si riferisce esclusivamente allo storico 2014; pertanto non è detto che negli anni a venire 2015, 2016 e seguenti, non possa essere differente;
- Terna, come noto, investe in interventi di sviluppo sulla propria rete; questi interventi hanno un respiro pluriennale e, pertanto, gli effetti potrebbero vedersi sia nel consuntivo 2015, che nel consuntivo 2016 ed oltre;
- se un vincolo, occorso nei primi mesi del 2014, non si è più presentato nel corso dell'anno, lo si è espunto dalla sommatoria;
- si sono presi in considerazione, per quanto possibile, i fenomeni che hanno un legame con la tensione/reattivo, e si è anche tenuto in conto (per quanto possibile) di tutti gli effetti di bordo dovuti ai meccanismi di chiamata di un gruppo e di influenza sui servizi di sistema (le quantità a salire

approvvigionate per la risoluzione di vincoli a rete integra sono state opportunamente ridotte per considerare le chiamate occorse prevalentemente per soccorso di tensione);

- si sono escluse dal computo le singolarità estremamente marcate che avrebbero reso non significativo lo storico.

Le analisi dei risultati giornalieri del MSD per l'intero 2014 mostrano come tali movimentazioni (per la risoluzione dei vincoli a rete integra) siano esclusivamente (o prevalentemente) a salire (congruentemente con le analisi generali riportate nel paragrafo 4.2).

La complessiva quantità a salire approvvigionata su MSD per la risoluzione di vincoli a rete integra (supporto di tensione) può essere suddivisa in due parti uguali:

1. quantità 1: quantità a salire in aree in cui la complessiva movimentazione su MSD è risultata a salire (regolazione concorde al segno della zona);
2. quantità 2: quantità a salire in aree in cui la complessiva movimentazione su MSD è risultata a scendere (regolazione discorde al segno della zona).

Queste due quantità, che dall'analisi dei risultati del MSD del 2014 sono risultate uguali (le richieste di potenza attiva necessarie a bilanciare il sistema elettrico a salire si sono equivalse con quelle a scendere), sono valorizzate come segue.

1. La quantità 1 è valorizzata come la differenza tra il prezzo offerto dai gruppi acquistati per vincoli a rete integra e il prezzo medio a salire del 2014, se tale differenza è positiva, o è valorizzata a zero nel caso in cui tale differenza risulti negativa. In tale situazione, infatti, è necessario approvvigionare servizi a salire e, pertanto, una parte (o la totalità) di questi costi sarebbero comunque stati sostenuti da Terna tramite altri impianti (l'UP selezionata su MSD oltre a regolare la tensione immette, nel caso in cui nell'ora  $i$ -esima il sistema elettrico debba essere bilanciato a salire, anche potenza attiva).
2. La quantità 2 è valorizzata al prezzo offerto dai gruppi acquistati per vincoli a rete integra. In tale situazione, infatti, questi impianti sono chiamati a salire in una zona in cui non c'è necessità di movimentazioni in tale direzione e pertanto il costo della chiamata è complessivamente da attribuire al supporto della tensione. In aggiunta, per consentire a tali impianti di salire, è necessario aumentare le chiamate a scendere di altri impianti sempre nella stessa zona. Il costo della chiamata a scendere può essere valorizzato (per il complessivo sistema) con il prezzo zonale.

Il costo complessivo sostenuto su MSD nel 2014 per vincoli di tensione è, quindi, pari a:

$$\text{Costo regV 2014} = \sum_{i=1}^{8760} \sum_{z=1}^{\text{zone}} \left[ \frac{1}{2} \cdot \text{quantità}_{i,z} \cdot \max(\text{prezzo}_i - \text{prezzo\_up}_{i,z}; 0) \right] + \left[ \frac{1}{2} \cdot \text{quantità}_{i,z} \cdot (\text{prezzo}_i + PZ_{i,z}) \right]$$

dove:

- $\text{quantità}_{i,z}$ , la quantità a salire per ogni ora  $i$  in ciascuna zona  $z$  complessivamente approvvigionata sul mercato per la risoluzione di vincoli a rete integra;
- $\text{prezzo}_i$ , il prezzo offerto da ciascuna unità nell'ora  $i$  per la riserva a salire;
- $\text{prezzo\_up}_{i,z}$ , il prezzo medio a salire su MSD in ciascuna ora  $i$  e zona  $z$ ;
- $PZ_{i,z}$ , il prezzo zonale nell'ora  $i$  e nella zona  $z$ ;

Nella tabella seguente, è riportato un esempio di calcolo per alcune ore del giorno 1 gennaio 2014 (i dati sono opportunamente modificati per non rivelare risultati di mercato). Nella tabella, rispetto a tutte le complessive

movimentazioni avvenute su MSD, sono riportate solo, per ogni unità di produzione, collocata in una determinata macrozona (Continente, Sicilia, Sardegna), quelle a salire (verso UP) necessarie per risolvere un Vincolo a Rete Integra, e, in particolare, un vincolo dovuto a variazione di tensione. Le relative movimentazioni riportano una quantità in MWh e un prezzo in €/MWh. Le quantità così determinate, ora per ora, per ciascuna zona di mercato e ciascuna UP, sono state suddivise a metà, per simulare il diverso andamento della zona di mercato (zona lunga o corta) rispetto alla UP stessa. In questo modo, applicando la formula precedentemente illustrata, e confrontando il prezzo offerto con il prezzo medio a salire e il prezzo zonale della stessa ora e della stessa zona, è determinato il costo in euro del servizio.

| DATA_ORA         | COD_UP | AGGREGATO | VERSO | SERVIZIO | Quantità | Prezzo | Costo |
|------------------|--------|-----------|-------|----------|----------|--------|-------|
| 01/01/2014 00:00 | AA     | CONT      | UP    | VRI      | 190      | 150    | 28500 |
| 01/01/2014 00:00 | BB     | CONT      | UP    | VRI      | 205      | 140    | 28700 |
| 01/01/2014 00:00 | CC     | CONT      | UP    | VRI      | 205      | 110    | 22550 |
| 01/01/2014 00:00 | DD     | CONT      | UP    | VRI      | 210      | 100    | 21000 |
| 01/01/2014 00:00 | EE     | CONT      | UP    | VRI      | 220      | 155    | 34100 |
| 01/01/2014 00:00 | FF     | CONT      | UP    | VRI      | 170      | 360    | 61200 |
| 01/01/2014 00:00 | GG     | CONT      | UP    | VRI      | 170      | 200    | 34000 |
| 01/01/2014 00:00 | HH     | CONT      | UP    | VRI      | 240      | 118    | 28320 |
| 01/01/2014 01:00 | JJ     | CONT      | UP    | VRI      | 190      | 145    | 27550 |
| 01/01/2014 01:00 | KK     | CONT      | UP    | VRI      | 205      | 160    | 32800 |
| 01/01/2014 01:00 | II     | CONT      | UP    | VRI      | 220      | 130    | 28600 |
| 01/01/2014 01:00 | LL     | CONT      | UP    | VRI      | 210      | 165    | 34650 |
| 01/01/2014 01:00 | MM     | CONT      | UP    | VRI      | 220      | 140    | 30800 |
| 01/01/2014 01:00 | NN     | CONT      | UP    | VRI      | 310      | 220    | 68200 |
| 01/01/2014 01:00 | OO     | CONT      | UP    | VRI      | 170      | 120    | 20400 |
| 01/01/2014 01:00 | PP     | CONT      | UP    | VRI      | 240      | 120    | 28800 |
| 01/01/2014 02:00 | QQ     | CONT      | UP    | VRI      | 190      | 175    | 33250 |
| 01/01/2014 02:00 | RR     | SARD      | UP    | VRI      | 205      | 165    | 33825 |

**Tabella 18. Esempio di calcolo dei servizi approvvigionati su MSD per regolazione di tensione, con indicazione della quantità e del prezzo (estrazioni casuali dal database).**

Questa metodologia, di cui la tabella esemplifica una specifica applicazione, è stata applicata rispetto alle complessive movimentazioni avvenute nel 2014 su MSD in tutte le zone di mercato; applicando la formula di calcolo, e confrontando i prezzi di offerta con i prezzi medi a salire e i prezzi zonali, si è stimato (con le ipotesi descritte all'inizio del paragrafo) il costo su MSD per il 2014 per i servizi di dispacciamento necessari per la regolazione di tensione, pari a circa 150 milioni di euro. La quantità di energia reattiva (somma aritmetica di immissioni e prelievi) richiesta ai gruppi in MSD selezionati al fine di risolvere i problemi di tensione è risultata (sempre con riferimento all'anno 2014) pari a circa 1 TVarh. Tale energia reattiva, che risulta necessaria per garantire una corretta gestione dei profili di tensione sulla RTN, costituisce solo una parte dei circa 33,5 TVarh di energia reattiva movimentata dalle CP e dai clienti AT e AAT.

## 5 Conclusioni

Le telemisure effettuate lungo il corso del 2014 mostrano come le cabine primarie e gli utenti AAT e AT presentino prelievi di energia reattiva sia di tipo induttivo, sia di tipo capacitivo. L'andamento può essere diverso in funzione della zona geografica (mediamente più capacitive le regioni del sud) e della diversa ora della giornata (mediamente più capacitive le ore notturne).

Le analisi effettuate nel presente studio hanno avuto per obiettivo la valutazione dell'impatto della variazione del fattore di potenza delle CP (eventualmente ottenuta mediante l'apporto reattivo della GD) e dei clienti AT e AAT sulla RTN, al fine di determinarne il valore ottimale in termini di riduzione delle perdite di rete, ottimizzazione dei profili di tensione, e margini di potenza reattiva dei gruppi di regolazione sulla RTN in sovra e sottoeccitazione.

I risultati di queste tre analisi possono essere riassunti come di seguito.

- Il comportamento delle perdite in funzione della variazione del fattore di potenza dei carichi (CP e clienti AT e AAT) non è univoco; le perdite possono aumentare o diminuire in funzione della specificità della rete in ogni area. In generale, si rileva che valori di cosfi prossimi a 0,95 consentono il contenimento delle perdite di rete.
- L'ottimizzazione dei profili di tensione sulla RTN (ORPF) ottenuta tramite l'apporto reattivo della GD è efficace in termini di governo dei profili di tensione, ma ha effetti variegati sulle perdite di rete e non sempre comporta una loro riduzione. Anche questo risultato è imputabile alle differenti caratteristiche della rete nelle diverse aree; l'algoritmo, infatti, tende a ridispacciare la potenza reattiva per rientrare nei limiti di tensione in tutti i nodi.
- Circa i margini di potenza reattiva dei gruppi di regolazione sulla RTN, le analisi mostrano che la condizione  $\cos\phi=1$  non è sempre ottimale, in quanto in N-1 ed N-2 comporta la mancata convergenza del LF nella stragrande maggioranza dei casi, mentre in N comporta il superamento dei limiti massimi della tensione. Inoltre, non esiste un unico intervallo di variazione del cosfi, valido per tutte le condizioni di carico e per tutti i nodi della RTN, che permetta di contenere le tensioni all'interno dei limiti accettabili. Infine, tra le condizioni analizzate, quella che restituisce i risultati migliori è quella che vede l'annullamento dei soli contributi capacitivi e che lascia immutati gli assorbimenti di potenza reattiva.

I risultati delle analisi mostrano, quindi, che il **fattore di potenza minimo** da mantenere sulla RTN è pari a **0,95 induttivo**; in aggiunta, **non deve essere immessa potenza reattiva in rete**. Questo diverso comportamento delle utenze connesse alla RTN può portare un miglioramento dei flussi di reattiva in rete, con una conseguente riduzione attesa dei costi complessivi. A questo proposito, è utile ricordare che i prelievi di potenza reattiva da parte delle utenze di rete sono parte di un complessivo quadro che prevede diversi contributi:

- apporto di potenza reattiva dovuto alla rete di trasmissione, i cui componenti (principalmente le linee) hanno comportamento induttivo/capacitivo a seconda del livello di potenza circolante;
- compensatori sincroni/condensatori/induttori installati da Terna sulla RTN;
- potenza reattiva prelevata/immessa dai gruppi di produzione regolazione primaria (in funzione in esito a MGP);
- azioni di regolazione per il tramite di gruppi di produzione chiamati su MSD.

Si ritiene che i nuovi valori del fattore di potenza minimo, oltre al divieto di immissione di capacitiva, possano portare ad una riduzione delle complessive quantità di reattivo necessarie per il governo dei profili di tensione

sulla RTN. Una quota di queste riduzioni può interessare le quantità approvvigionate per il tramite di MSD e, quindi, portare ad una riduzione dei relativi costi sostenuti. Dato che le esigenze di potenza reattiva soddisfatte tramite MSD possono distribuirsi in modo diverso sul territorio in funzione di svariati parametri (diverso livello di carico; grado di magliatura della rete; ecc.), si ritiene poco probabile che tali quantità, pari per il 2014 (come detto in precedenza) a 1 TVarh, possano essere completamente annullate.

In base a quanto premesso, una possibile modalità di definizione del corrispettivo da imputare a prelievi di reattivo eccedenti (sia di tipo induttivo, sia di tipo capacitivo), in maniera che sia responsivo dei costi sostenuti, può consistere nel calcolare il rapporto tra i costi dovuti alle movimentazioni per regolazione di tensione su MSD (150 milioni di euro) e il volume complessivo di energia reattiva scambiata con la RTN dai clienti AT e AAT e dalle CP (33,5 TVarh). Una simile modalità di determinazione risulta apparentemente conservativa, poiché attribuisce il costo sostenuto su MSD ad una quantità di energia reattiva maggiore rispetto a quella che si otterrebbe riferendosi ai soli prelievi con fattore di potenza non conforme ai valori consentiti (fattore di potenza induttivo inferiore a 0,95 o fattore di potenza capacitivo). In realtà la modalità risente della discontinuità rappresentata dalle movimentazioni dei gruppi in MSD; in altre parole piccoli spostamenti dal punto di lavoro ottimale del sistema hanno un impatto amplificato sul reattivo, di cui si vuole tener conto nella metodologia proposta.

In aggiunta, è importante che i corrispettivi imposti ai clienti MT e BT siano responsivi dell'impatto che il loro comportamento ha non solo sulle reti locali, ma anche sulla RTN.

Infatti, il mantenimento di determinati valori del fattore di potenza all'interfaccia di CP dipende principalmente dal comportamento dei clienti sottesi; per questo motivo, si ritiene utile l'introduzione del relativo corrispettivo anche per l'energia reattiva capacitiva, oltre che per quella induttiva con fattore di potenza inferiore a 0,95.